

海外におけるインバランス料金等の送配電関連制度に関する研究会 第5回研究会 報告用資料

これまでのご報告内容の概要

平成31年2月22日



三菱UFJリサーチ&コンサルティング

系統利用者に適切な需給調整を促す仕組み

～インバランス精算制度、需給調整関連業務に係る費用の管理・回収、需給調整関連情報の公開に係る仕組み

インバランス精算制度及び調整費用回収のまとめ

	EU	イギリス	北欧	ドイツ	フランス
インバランス精算					
精算時間単位	15分単位	30分単位	60分単位	15分単位	30分単位
インバランス精算運営主体 (TSO側)	各TSO	Exelon社(National Grid子会社)	eSett社(北欧TSO3社) + Energinet社	TSO4社	RTE社
インバランス精算主体 (BRP側)	各BRP	市場参加者(BSC Parties)	BRP	BGM	BRP
インバランスの定義	—	計画値同時同量制	計画値同時同量制	実同時同量制	実同時同量制
インバランス価格が引用する調整力価格(kWh価格)	限界価格方式	概ね限界価格方式 (=上位1MWh)	限界価格方式(N-RPM価格) ⇒稼働した調整力(mFRR)の 最高値・最安値	平均価格 ⇒稼働した調整力(SCR+MR) の加重平均	平均価格 ⇒稼働した調整力の加重平均 (上げ代・下げ代別)
BRPポジション(余剰・不足)による区別	なし(単一価格方式)	なし(単一価格方式)	発電側: あり 消費側: なし	なし(単一価格方式)	あり
系統状況(余剰・不足)による区別	—	なし	発電側: あり 消費側: あり	あり	あり
需給逼迫状況の反映有無	各国において検討	あり (VoLL/LoLPに基づき希少性を 鑑みた価格設定を実施(RSP価格))	なし (注: 検討中)	あり (TSOが事前確保した調整力の 80%以上を稼働した場合、 補正措置を実施)	なし
調整力調達・稼働					
調整力提供者数	—	市場参加者(BSC Parties): 327 事業者	BRP数: 182事業者(北欧3か 国)	BSP数: 59事業者	BSP数: 59事業者
調整力提供者との精算方法	Pay-as-Cleared方式	Pay-as-Bid方式	Pay-as-Cleared方式	Pay-as-Bid方式	Pay-as-Bid方式
リアルタイム市場の有無 (調整力入札の期限)	—	需給調整メカニズム(Balancing Mechanism) ⇒実需給60分前	北欧共通予備力市場(Nordic Regulation Power Market) ⇒実需給45分前	無し(注: ただし共通予備力市 場が存在) ⇒前日10:00	需給調整メカニズム(BM: Balancing Mechanism)
調整関連費用の回収	各国において検討	調達費用(kWh価格)+運用費用 (kWh価格) ⇒ネットワーク料金(BSUoS)で回 収 ⇒インバランス精算後の不均衡 分は、RCRCを通じて還元	調達費用(kWh価格) ⇒ネットワーク料金で回収 運用費用(kWh価格) ⇒インバランス料金で回収	調達費用(kWh価格) ⇒ネットワーク料金で回収 運用費用(kWh価格) ⇒インバランス料金で回収 ⇒不均衡分は、ネットワーク 料金に組み込んで調整	調達費用(kWh価格) ⇒ネットワーク料金で回収 運用費用(kWh価格) ⇒インバランス料金で回収 ⇒不均衡分は、調整係数「k」 で事後調整

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある 2

需給調整関連情報の公開方法のまとめ

		EU	イギリス	北欧	ドイツ	フランス
プラットフォーム提供者		ENTSO-E : Transparency Platform	Ellexon社: Balancing Mechanism Reporting Service (BMRS)	Nord Pool	4TSO: regelleistung	RTE
直前のコマのイン バランス料金 等	直前のコマのインバランス料 金	○	各コマの30分後程度	各コマの20分後程度	精算日の該当月末から、 1か月後	各コマの5分後まで
	その算定根拠	-	各コマの30分後程度	-	-	-
	インバランス量	○	各コマの30分後程度	各コマの20分後程度	精算日の該当月末から、 1か月後	各コマの5分後まで
	そのコマの需給の状況(予備 率)	-	各コマの30分後程度	-	-	-
現在の系統状況	足下の需給状況(総需要、再 エネの発電の状況等)	○	各コマの20分後程度	各コマの30分後程度	-	各コマの60分後まで
現在及び今後の コマのインバラン ス料金の推測に 資する情報	現在(直前)の調整力の稼働 状況	○	各コマの11~15分後程 度	各コマの20分後程度	精算日の該当月末から、 1か月後	各コマの5分後まで
	Balancing Mechanismに登録 した各ユニットのkWh価格	-	GC後すぐ	-	-	-
	マージン(供給余力)の予測 値	-	前日12時 8、4、2、1時間前	-	-	-
	発電ユニットのトラブル情報 *1, *2	○	Ellexon BRMSより適時 公開	REMIT UMMより適時公 開	— (注: European Energy Exchangeより適時公開)	

*1 ENTSO-E :Transparency Platformでは、100MW以上の発電ユニットの計画停止が公開。

*2 REMITに基づき、現在8か所の内部情報公開プラットフォームが構築・運用されており、事業者判断に基づき、発電ユニット規模に関わらず計画停止・計画外停
止の情報が報告・公開。

⇒Nord Pool UMM、Ellexon、European Energy Exchangeなど

EUにおけるインバランス精算制度の調和に向けた取り組み

- EUは、「需給調整市場における、効果的な競争、無差別性及び透明性を促進すること」、「需給調整の効率性、ひいては欧州及び国内の需給調整市場の効率性を向上すること」等を目的に、「電力需給調整のガイドライン策定に関する規則」(以下、「EB規則」という。)を採択し、2017年12月より施行。
- EB規則は、各国TSOの需給調整の協調・統合を促進するため、需給調整(調達、運用、取引(融通))及び精算等の諸段階におけるルール及び手続等の原則を定めている。

EB規則における主な規定内容(インバランス精算関連)

(調整力の調達及び精算)

- TSOは、需給調整に当たり原則として共通メリットオーダーリスト(common merit order lists)に基づいて、調整電源に指令する(EB規則第29条(1))。
- TSOは、入札に基づき稼働した調整力(周波数回復プロセス及び予備力代替プロセス)の精算方法の提案を作成するとしており、その要件の一つとして限界価格(marginal pricing)による pay-as-cleared方式であることが規定(同規則第30条(1))。

(インバランス精算)

- インバランス精算に関する一般原則が示されており、その中で、インバランスはリアルタイムの電気の価値を反映する価格で精算されるべきとされている(EB規則第44条)。
- 全てのTSOは、各国規制当局の承認を経たインバランス精算制度調和案(ISH: Imbalance Settlement Harmonization)を策定する必要がある。ENTSO-E及びTSOは、現在、詳細ルールのパブリックコンサルテーションを実施中。
- この中で、インバランス価格の設定は、原則として単一価格設定(single pricing)にすることとされている。
- また3年以内に精算期間を15分に統一化を図ることとされている(EB規則第52条(2)、第53条(1))

(需給調整に係る費用回収)

- 需給調整に係わる費用回収に関して、各国規制機関によって決定されたネットワーク料金またはその他の適切なメカニズムを通じて回収されることを規定(第8条(2))
⇒実際には、各国において多様なルールが存在。欧州諸国のネットワーク料金の構成要素を見ると、調整力調達コスト(kW)はほぼすべての国で含まれているものの、調整力運用コスト(kWh)は各国により大きく異なる。

EU規則における需給調整関連のデータ提出及び公表に係る規定

- 「EUクロスボーダー電力取引規則」に基づき採択された「電力市場のデータの提出及び公表に関する規則 (transparency regulation)」(以下、「透明性規則」という。)では、データの提出及び公表方法、対象データ等について規定している。
- ENTSO-Eは、TSOがENTSO-Eに対する提出を義務付けられている全てのデータを、ENTSO-E Transparency Platformより公表する。(注: データの一次所有者は、該当データをTSOに対して提出する義務がある。)
⇒対象データについては、透明性規則において規定

ENTSO-E Transparency Platformにおける需給調整関連の公開内容

ページ	透明性規則の 該当部分	区分分けの有無				公開内容
		予備力種類*1	予備力諸源*2	調整方向*3	契約形態*4	
需給調整ルール	17(1)(a)	-	-	-	-	需給調整ルールへのリンク
落札オファー及び稼働調整予備力	17(1)(d),(e),(f)	○	○	○	-	各調整時間単位における - 落札オファーの集計量(MW) - 稼働した調整力量(MWh)及びその価格(€/MWh)
契約済み調整予備力量	17(1)(b)	○	○	○	-	各調整時間単位における - 契約済みの調整予備力量(MW)
リザーブ済み調整予備力の価格	17(1)(c)	○	○	○	○	各調整時間単位における - 調達済み調整予備力の価格(€/MW)
インバランス	17(1)(g),(h)	-	-	○	○	各調整時間単位における - インバランス量(MWh) - インバランス価格(€/MWh)
クロスボーダー需給調整	17(1)(j)	-	-	○	-	各調整時間単位における - 集計オファー量(MW) - 稼働したオファー量(MW) - 最大価格・最小価格(€/MWh)
財政的収支	17(1)(i)	-	-	-	-	月次の財政収支

*1 予備力種別...FCR, aFRR, mFRR, RR

*2 予備力諸源(適用可能な場合のみ)...generation, load

*3 調整方向...上げ代/下げ代

*4 契約形態...Hourly, Daily, Weekly, Monthly, Yearly, Long-term

(出所)MURC作成

イギリスにおけるインバランス精算制度 ～制度の全体像

- イギリスでは系統運用者(SO)であるNational Grid社が系統安定運用の責任を担っており、事前確保した各種調整力を用いて調整を実施
⇒調整力確保にあたっては、入札や相対契約、また需給調整メカニズム(Balancing Mechanism Offer and Bid)(以下、BM)を利用(注: BMは、我が国の電源Ⅱと同様、ゲートクローズ後の余力を活用する仕組み)
- 中央精算機関(BSCCO)であるElexon社(National Grid社の子会社)が、市場参加者(BSC Parties)との間においてインバランス精算を実施。

BSC改正P305による制度変更

- 2015年11月、インバランス精算関連制度が大幅変更。2018年11月に第2段階の変更を実施
- BSC改正P305における主な変更点は、以下の4点

変更①: 二重価格制から単一価格制へ移行
 変更②: 予備力希少性価格(RSP: Reserve Scarcity Pricing)の導入
 変更③: 調整力の限界的なkWh価値に基づくインバランス価格算出(2015年11月にPAR50、2018年11月にPAR1へと段階的に実施)
 変更④: 停電価値 (VoLL) 価格によるインバランス価格計算。
 VoLLは2015年11月から3,000£/MWh、2018年11月から6,000£/MWhと設定
 (注: Ofgemは、上記のVoLL価格を“管理的に (administratively)”決定した)

イギリスにおけるインバランス料金制度

定義		系統全体で電力不足傾向	系統全体で電力余剰傾向
バランス余剰の事業者 (positive Imbalance)	(発電事業者) ・系統投入電力量 > 契約通知量	SSP価格で受取	SSP価格で受取
	(小売事業者) ・系統引出電力量(顧客の検針値) < ECVA Aへの通知契約量	SSPとSBPは、同価格	
バランス不足の事業者 (Negative Imbalance)	(発電事業者) ・系統投入電力量 < 契約通知量		
	(小売事業者) ・系統引出電力量(顧客の検針値) > ECVA Aへの通知契約量	SBP価格で支払い	SBP価格で支払い

注) 系統全体で不足・余剰が無い場合、インバランス価格は卸電力取引所価格を設定

(出所: ELEXON資料等よりMURC作成)

イギリスにおけるインバランス精算制度 ～インバランス価格(SBP/SSP)の計算方法

- 当該精算コマ中に、SOが実施した調整行為に基づいてインバランス価格を計算する。(注:調整行為は、BM内だけでなく、BM外も存在)
- 調整行為は、その目的によって、インバランス調整(Energy Imbalance Actions)とそれ以外の系統調整(System Imbalance Actions)に分類される。
⇒インバランス調整: 送電系統における30分間のエネルギーインバランスを調整するために実施されるエネルギー調整行為
⇒系統調整: 非エネルギー的であり系統管理上の理由から実施
- インバランス調整に要したkWhコストは、原則、インバランス料金で回収することとされている。インバランス価格計算に際しては、系統調整行為の価格インパクトを最小限に抑えるために、様々なプロセスを用いる(例:フラグ付け、分類、タグ付け)

1. 全ての調整行為に関する
データを受領



2. 価格の低いものから
順に並べる



3. 系統の方向を決定する



4. 限界的な調整行為を決定する

SO(National Grid社)から以下の情報を受領

- Balancing Mechanismの中で落札されたBids及びOffersに関する情報
- Balancing Serviceなど、BM以外で実施された調整行為に関する情報(Balancing Services Adjustment Data)

限界的な調整行為がどれかを決定するため、調整行為を価格の安い順に並べる。

同じコマに、上げ(買い)と下げ(売り)の両方があった場合、同量を相殺する。(価格の高いものから相殺)

価格の高い方から50 MWh分の調整行為の価格を平均し、インバランス料金とする。

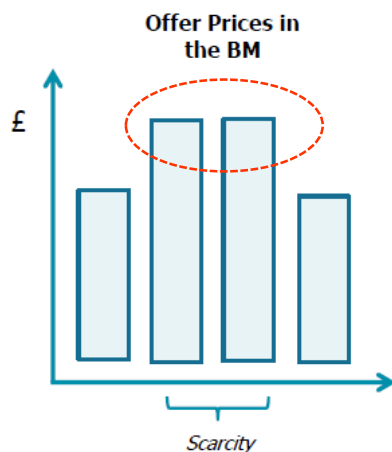
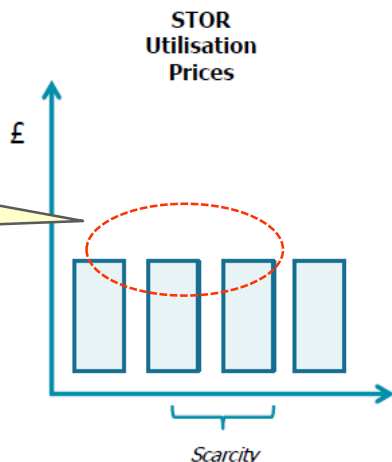
イギリスにおけるインバランス精算制度 ～需給逼迫時等における例外的措置

- 系統逼迫時においてSOが系統の調整を図る最後の手段(last resort)として、緊急時調整予備力(contingency balancing reserve)と需要管理(Demand Control)が存在する。これらの行為が利用される場合、それらは、停電価値(VoLL)によるインバランス価格計算に含まれる。

(短期運転予備力(STOR)の概要)

- STOR (Short Term Operating Reserve)は事前に調達されることから、そのkWh価格は実需給でのひっ迫度合いを反映しないおそれがある。
- こうした懸念を踏まえ、需給ひっ迫時におけるSTORに対する指令については、kWh価格を再計算する仕組みが導入された。(予備力希少価格(RSP: Reserve Scarcity Price))

- 事前に設定されたSTOR利用価格が、市場価格(オファー価格)より低い場合、市場における希少性がインバランス価格に正しく評価されない
- 予備力希少価格(RSP)を算出し、このRSPとSTOR利用価格を比較
⇒大きい方をSTOR措置に対する価格として採用



STOR利用価格とオファー価格
(出所)ELEXON「Introduction to cash-out and P305」

イギリスにおけるインバランス精算制度 ～STOR措置の再価格計算(RSP、LoLP、VoLL)

(RSP)

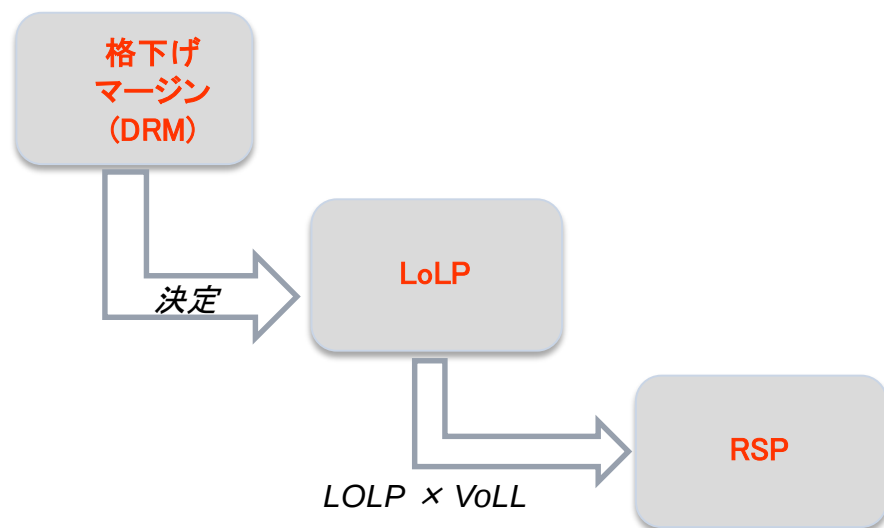
- RSPは、システムの希少性に対応するように設計された価格決定メカニズムであり、システムが逼迫(すなわち、利用可能発電量と必要発電量のギャップが縮小)するにつれて上昇する。
- RSPは、電力量不足確率(LoLP: Loss of Load Probability)とVoLLの積として各精算期間に算出

(VoLL)

- 現在、£3,000/MWhに設定されているが、2018年11月から£6,000/MWhとなる。

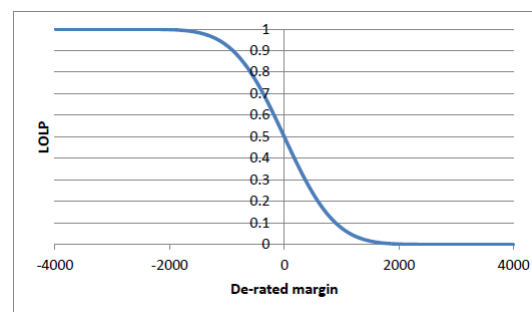
(LoLP)

- LoLPは、各精算期間に計算される信頼性の尺度であり、システム上の所与のレベルのMW需要に対して、容量要件を満たすための発電供給量が不十分である可能性を示す。
⇒LoLPは、0～1の間の値
- 現在、LoLPの算出に当たっては、格下げマージン(DRM: De-Rated Margin)を利用

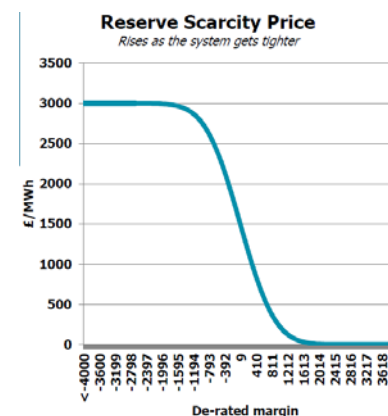


DRM、LoLP、RSPの関係性

(出所)ELEXON「Introduction to cash-out and P305」



DRMとLoLPの関係性



DRMとRSPの関係性

イギリスにおけるインバランス精算制度 ～インバランス制度改正の評価

- インバランス制度の改正について、Ofgem (Analysis of the first phase of the Electricity Balancing Significant Code Review) 及びElexon (P305 Post Implementation Review) が評価、分析結果を実施。

(インバランス価格に関する評価)

- PAR(限界的な調整行為の決定)の引き下げ、RSP(予備力希少性価格)を用いた価格設定、VoLL(停電価値)の導入は、市場参加者が系統予備率の低下時に不足インバランスとなることを避けるインセンティブを高めたと考えられる。
- 制度改正後のインバランス価格は、TSOの需給調整コストをよく反映しており、市場参加者が安定供給に資する行動をとるインセンティブが高まったことは明らか。

(インバランス価格の推移に関する分析)

- 制度改正後、系統不足コマの平均インバランス価格は上昇。系統余剰コマの平均インバランス価格は当初下落しその後上昇。平均インバランス価格は概ね横ばいだったが、急激に上昇している。

(インバランス量に関する評価)

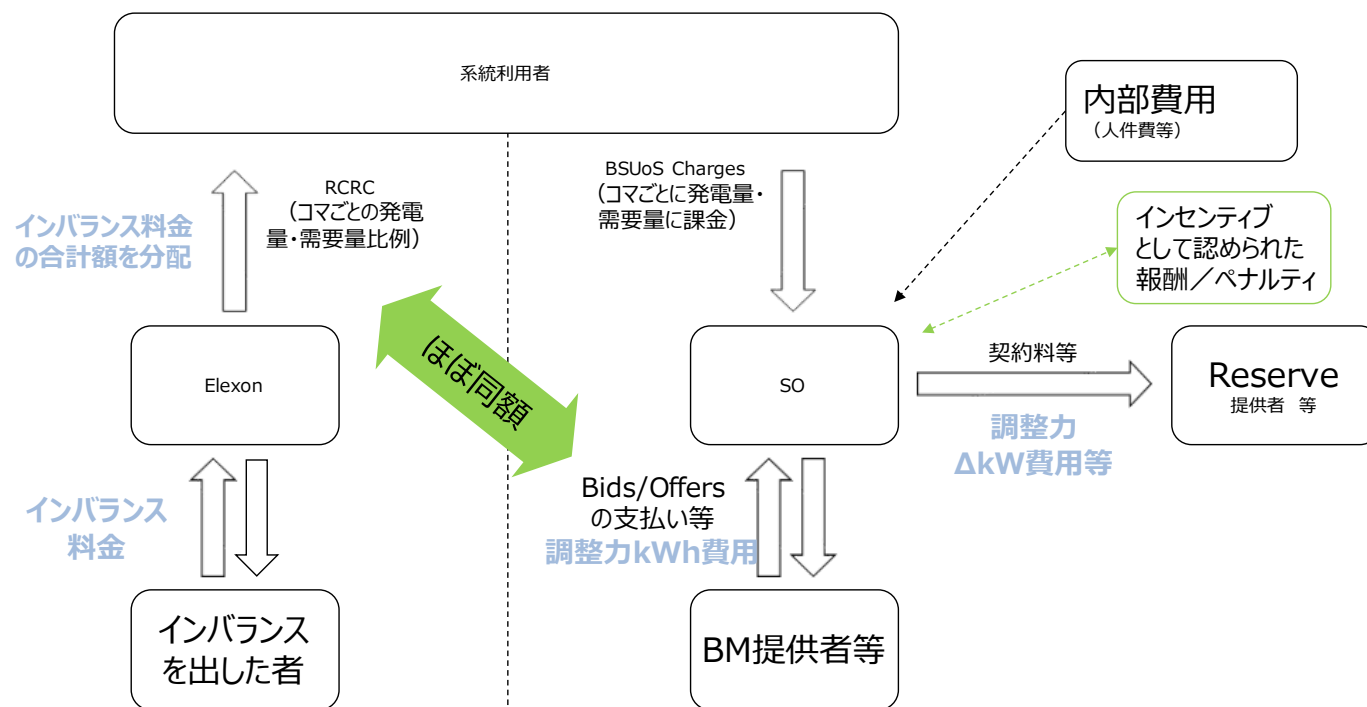
- 市場参加者にとって不足インバランスのリスクが大きくなったため、制度改正前後のインバランス量の変化を見ると、余剰となる傾向が強い(制度変更後、平均55MWの余剰)。
- インバランスが余剰となる傾向は、安定供給としては有益。 需要抑制指令が必要な場合を減少させたこと、量が同じであればビッドはオファーより平均的に安価であり需給調整コストを低下させる可能性が高い。一方、あまりにも余剰となることはTSOにとって必ずしも有益とは限らない。

(市場参加者の取引費用に関する分析)

- 制度改正後、トータルのインバランス量自体は増加しているが、市場参加者のインバランス精算額は制度改正前と比較して減少。
- 余剰のコマの割合が増加したこと、平均インバランス価格が低下したことが寄与している。

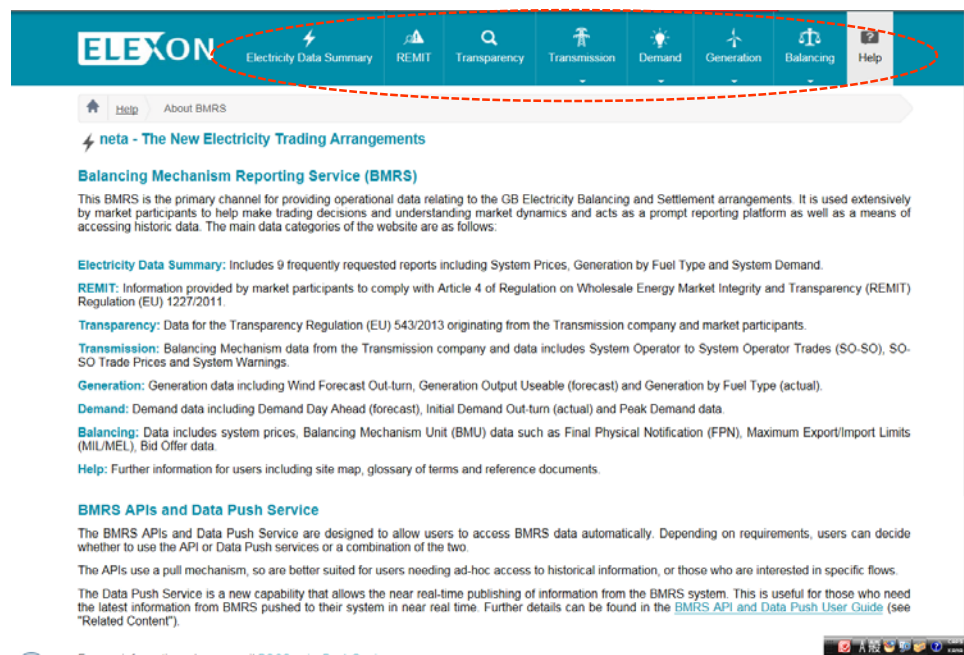
イギリス需給調整業務に係る費用の管理・回収

- イギリスのネットワーク料金は、接続料金(Connection Charge)、送電使用料金(TNUoS: Transmission Network Use of System charge)、**調整サービス料金(BSUoS: Balancing System Use of System charge)**の3つから構成
- National Grid社は、調整力運用コスト(kWh)も含めて、全ての系統利用者からBSUoSとして回収する一方で、インバランスを発生させた系統利用者との間で、インバランス価格に基づく精算を実施する。
- インバランス精算主体であるElexon社は、各系統利用者に対し、残余資金配分キャッシュフロー(RCRC: Residual Cashflow Reallocation Cashflow)に基づき再支払/再配分(Charges/Payment)を行う。具体的にはインバランス料金の精算後の過不足が、事業者の投入エネルギー量に応じて割り当てられる。



イギリスにおける関連情報の公開に係る仕組み

- Elxon社は、[ポータルサイトBRMS\(Balancing Mechanism Reporting Service\)](#)において、各種データの公開を実施している。主な分類は、以下の通り。
 - 電力データ概要(Electricity Data Summary)・・・システム価格、燃料種別発電量、系統需要など
 - REMIT関連情報(REMIT)・・・REMIT第4条に準拠し、市場参加者から提供される内部情報(例: 発電施設等の停止情報など)
 - 透明性(Transparency)・・・ TSO及び市場参加者に由来するEU規則543/2013に関連する情報
 - 送電(Transmission)・・・ 送電会社からの需給調整メカニズムデータ
 - 発電(Generation)・・・風力発電予測、発電出力(予測)、燃料種別発電等の発電関連データ
 - 需要(Demand)・・・ 前日需要予測、ピーク需要等を含む需要関連データ
 - 需給調整(Balancing)・・・ システム価格、FPN、Maximum Export/Import Limits(MIL/MEL)、Bid OfferデータなどのBMUデータ



ELEXON社 BRMS Webサイト

北欧におけるインバランス精算制度 ～インバランス精算の共通化プロジェクト(eSett社)

- 北欧TSO3社(Fingrid社、Statnett社、Svenska kraftnät社)は、インバランス精算に関して、**eSett社**を設立し、2017年より同社による運用が開始。同社は、TSO3社各社との契約に基づき、インバランス精算責任者(ISR)として、インバランス精算に係る実務を担う。
⇒デンマークTSOのEnerginet社は参加していないが、同国のインバランス精算制度自体は、eSettの共通制度に準じている
- 北欧では、各BGを代表する需給調整責任者(BRP: Balancing Responsible Party)が当日市場のゲートクローザー(実運用60分前)までに提出した需給計画に対して、同時同量達成の責任を担う。インバランスは、BRPにおける需給計画値と実発電・消費量の差分として定義される(=**計画値同時同量制**)。
- BGのインバランス量は、発電インバランスと消費インバランス、それぞれ定義される。

北欧におけるインバランス精算制度 ～発電インバランス価格と消費インバランス価格

発電インバランス価格

	系統全体が不足	系統全体が余剰	Houres with no direction
余剰インバランスのBG (Positive Imbalance)	卸電力市場価格 (Nord Pool Spotの前日市場価格)	調整力価格 (稼働した下げ調整力の最低価格)	卸電力市場価格 (Nord Pool Spotの前日市場価格)
不足インバランスのBG (Negative Imbalance)	調整力価格 (稼働した上げ調整力の最高価格)	卸電力市場価格 (Nord Pool Spotの前日市場価格)	卸電力市場価格 (Nord Pool Spotの前日市場価格)

消費インバランス価格

	系統全体が不足	系統全体が余剰	Houres with no direction
インバランス価格 ※不足インバランスのBGと余剰インバランスのBGは単一価格	調整力価格 (Up-regulation price: 稼働した上げ調整力の最高価格)	調整力価格 (Down-regulation price: 稼働した下げ調整力の最低価格)	卸電力市場価格 (Nord Pool Spotの前日市場価格)

(出所)eSett社「Nordic Imbalance Settlement Handbook – Instructions and Rules for Market Participants 13th of April 2018」

北欧におけるインバランス精算制度 ～インバランス価格の算定方法

(共通調整力市場(Nordic Regulation Power Market))

- N-RPMは、mFRRの調達及び運用に係る北欧共通の調整力市場である。北欧4か国のBSP(Balancing Service Provider)は、N-RPMの最終ゲートクローズである実運用45分前までに、自国のTSOに対して入札(容量(MW)、エネルギー価格(通貨/MWh)など)を実施
BSPからの入札時のエネルギー価格(通貨/kWh)に基づき、北欧4か国の共通プラットフォームである北欧運用情報システム(NOIS)において共通メリットオーダーリスト(NOISリスト)が策定。実運用において、NOISリストに基づき、稼働するリソースを決定する。
⇒ 上げ調整の場合は最も安いリソースから、下げ調整の場合は最も高いリソースから順に落札
⇒ 最後に稼働したもの(=最も高いもの)が、当該精算コマの調整力価格となる(限界価格方式)。
⇒ 北欧4か国13地域のボーダー間において混雑が存在しない場合は、同一価格が適用。混雑が発生するボーダーにおいて市場分割が実施され、異なる価格が適用(Nord Pool Spotにおける市場分割方式と同じ考え方)
⇒ 稼働したユニットに対するエネルギー価格の支払いは、全て当該精算コマにおける調整力価格が適用される(pay-as-cleared方式)
⇒ 調整力価格(kWh価格)は、Nord PoolのWebサイトにて公開される(精算コマ終了後、約20分後)
- 当該精算コマにおける調整力価格が、インバランス価格にも適用される。

(価格設定の原則)

- 短時間の調整行為(10分間未満)は、調整力価格として考慮されない。(注: イギリスの場合は、継続時間基準(CADL)として15分が設定)
- 同じ受渡時間において、上げ代/下げ代の両方の調整力が稼働された場合、それぞれ限界価格原則に従い調整力価格が決定される。
⇒ インバランス料金は、調整量の大きかった方の調整力価格となる

北欧における情報公表制度～Regulating Power(mFRR)に係る情報公開

- Regulation Power関連データは、①regulating powerの価格、②regulating powerのボリューム、③regulating powerのbids、④special regulation volume、⑤稼働したリザーブ等より構成されている。

♥ CLOSE FAVOURITES

NO FAVOURITES ADDED.
OPEN A MARKET DATA PAGE
AND USE THE HEART ICON
TO ADD THE VIEW TO
FAVOURITES. THE
FAVOURITES WILL BE
STORED TO A COOKIE IN THE
BROWSER.

ELSPOT DAY-AHEAD

NORD POOL INTRADAY

N2EX DAY-AHEAD

REGULATING POWER

- Regulating power per area
- Regulating prices
- Regulating volumes
- Volume of regulating bids
- Special regulation volume
- Special regulation volumes
- Reason codes
- Automatic activated reserve

POWER SYSTEM DATA

DATA DOWNLOADS

MAPS

NO1 NO2 NO3 NO4 NO5 SE1 SE2 SE3 SE4 SE FI DK1 DK2

SELECT ALL PRICE UP PRICE DOWN DOMINATING DIRECTION IMBALANCE PRICE CONSUMPTION IMBALANCE PRICE PRODUCTION PURCHASE IMBALANCE PRICE PRODUCTION SALE

VOLUME UP VOLUME DOWN

TABLE

NO1地域

HOURLY 02 NOV 2018 EUR

約20分後

EUR/MWh All hours are in CET/CEST. Last update: Today 02:22 CET/CEST.

	Price up	Price down	Dominating direction	Imbalance price consumption	Imbalance price production purchase	Imbalance price production sale	Volume up	Volume down
02-11-2018								
00 - 01	42,22	32,56	D	32,56	42,22	32,56	0	-74
01 - 02	40,98	29,41	D	29,41	40,98	29,41	0	-42
02 - 03	-	-	-	-	-	-	-	-
03 - 04	-	-	-	-	-	-	-	-
04 - 05	-	-	-	-	-	-	-	-
05 - 06	-	-	-	-	-	-	-	-
06 - 07	-	-	-	-	-	-	-	-
07 - 08	-	-	-	-	-	-	-	-
08 - 09	-	-	-	-	-	-	-	-
09 - 10	-	-	-	-	-	-	-	-
10 - 11	-	-	-	-	-	-	-	-
11 - 12	-	-	-	-	-	-	-	-
12 - 13	-	-	-	-	-	-	-	-
13 - 14	-	-	-	-	-	-	-	-
14 - 15	-	-	-	-	-	-	-	-
15 - 16	-	-	-	-	-	-	-	-
16 - 17	-	-	-	-	-	-	-	-
17 - 18	-	-	-	-	-	-	-	-
18 - 19	-	-	-	-	-	-	-	-
19 - 20	-	-	-	-	-	-	-	-
20 - 21	-	-	-	-	-	-	-	-
21 - 22	-	-	-	-	-	-	-	-
22 - 23	-	-	-	-	-	-	-	-
23 - 00	-	-	-	-	-	-	-	-
Min	40,98	29,41		29,41	40,98	29,41	0	-74
Max	42,22	32,56		32,56	42,22	32,56	0	-42
Avg / Total	41,60	30,99		30,99	41,60	30,99	0,0	-116,0
02-11-2018	Price up	Price down	Dominating direction	Imbalance price consumption	Imbalance price production purchase	Imbalance price production sale	Volume up	Volume down

ドイツにおけるインバランス精算制度

- ドイツでは、バランシング・グループ(BG)の代表者であるバランシング・グループ責任者(BGM)が、TSOと契約する。BGMは、BGにおけるポートフォリオのインバランスについて責任を担っており、当日市場のゲートクローザー(実運用30分前)までBG内部における自己調整を図る。以降は、TSOが事前確保した調整力等を利用して系統運用を行う。
- 調整力の市場については、共通予備力市場(Regelleistung)と呼ばれる共通プラットフォームが構築。プライマリ制御予備力(PCR: Primary Control Reserve)、セカンダリ制御予備力(SCR: Secondary Control Reserve)、ミニット予備力(MR: Minute Reserve)の3つの商品がある。
⇒実需給直前までTSOが調整力調達のために運営を行う市場(リアルタイム市場)は存在しない。
- インバランス価格は、原則として、TSOがインバランスを解消するために調達した調整力のMWhコストが適用される。具体的には、稼働したSCRとMRの加重平均価格(reBAP)が設定される。
⇒各BGの余剰・不足によらず、単一価格
⇒当該精算コマにおいて、TSOが確保した調整能力の80%以上を使用した場合は、補正式が適用

ドイツにおけるインバランス精算制度

	系統全体が不足	系統全体が余剰
インバランス価格	<u>reBAP</u> (下限値: EPEX SPOT 当日市場における平均価格)	<u>reBAP</u> (上限値: EPEX SPOT 当日市場における平均価格)
※不足インバランスのBGと余剰インバランスのBGは単一価格	注: SCR・MRの使用状況が80%以上の場合は、 ①、②のうち大きい方が適用される。 -①reBAP × 1.5 -②reBAP + 100€/MWh	注: SCR・MRの使用状況が80%以上の場合は、 ①、②のうち小さい方が適用 -①reBAP × 0.5 -②reBAP - 100€/MWh

ドイツ: 需給調整業務に係る費用の管理・回収

- SCR及びMRの稼働に要する費用(調整力運用コスト(kWh))は、インバランス料金として費用回収が実施される。
- 2012年12月以降、系統の余剰・不足状況の考慮に加え、系統逼迫状況を反映させることを目的として、SCR及びMRの利用状況に応じてインセンティブ・ディスインセンティブを設定している。これにより発生するインバランス収支の増加分に関しては、暦年度末の段階で、ネットワーク料金を通じて還元

(調整能力の確保～MW単価によるメリットオーダー)

- 共通予備力市場では、各TSOの提出情報をもとに、必要とされる調整能力(PCR、SCR、MR)が公開。これを受け、BSP(Balancing Service Provider)は入札を実施
⇒必要な調整能力までMW単価のみを考慮して安い順に落札。MW単価に対する報酬が支払い(pay-as-bid価格)
⇒この費用負担分に関しては、TSOがネットワーク料金として回収(託送料金規則(StromNZV)第8条(1))

(調整能力の稼働～エネルギー単価によるメリットオーダー)

- 系統調整の必要が生じた場合、TSOは、SCRとMRに対して、入札時のエネルギー単価に基づくメリットオーダーに基づき指令(GCC(Grid Control Cooperation))
⇒指令に従って、BSPは調整能力を提供。エネルギー単価(€/MWh)に従って報酬が支払い(pay-as-bid価格)
⇒この費用分に関しては、TSOがインバランス料金として回収(託送料金規則(StromNZV)第8条(2))

ドイツにおける調整力の分類

		PCR	SCR	MR
BSPによる入札内容		・MW単価 [€/MW] ・容量 [MW]	・MW単価 [€/MW] ・容量 [MW] ・エネルギー単価 [€/MWh]	・MW単価 [€/MW] ・容量 [MW] ・エネルギー単価 [€/MWh]
kW調達	落札リソース決定方法	kW 価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札(全国共通調整力市場)		
	BSPに対する支払	Pay-as-bid方式		
	費用回収方法	ネットワーク料金として回収		
kWh運用	落札リソース決定方法	GF運転	kWh価格のメリットオーダーで必要量まで安い順に落札(GCC)	
	BSPに対する支払	-	Pay-as-bid方式	
	費用回収方法	-	インバランス料金としてBRPから回収	

(出所) RegelleistungよりMURC作成

ドイツにおける情報公表制度

(調整力の入札データ等)

- 共通予備力市場Webサイトより、SCR(aFRR)及びMR(mFRR)のそれぞれ12商品(4時間の6ブロック× 上げ・下げ)に係る以下の情報が公開されている。
 - ① TSOが決定した割当容量(MW)
 - ② BSPが提出した容量価格(€/MW)、エネルギー価格(€/MWh)、提供容量(MW)に関する情報
 - ③ 落札結果: 容量価格(€/MW): 最高価格、最低価格、平均価格
エネルギー価格(€/MWh): 最高価格、最低価格、平均価格
- SCRは前日8:00の入札締切後1時間以内(9:00まで)に公開、MRは前日10:00の入札締切後1時間以内(11:00まで)に公開。

(調整力価格(kWh価格))

- 先述の通り、TSOは、SCRとMRに対して、入札時のエネルギー単価に基づくメリットオーダーに基づき指令。この調整力価格(kWh価格)は、公表されていない。

Tender filter

Product type

☐ FCR ☒ aFRR

☒ mFRR ☐ IIL

☐ OIL

☒ Select all

Period

2018-11-4 ~ 2018-11-10

Downloads

Files contain the bidding period 05/11/2018 - 13/11/2018

SRL

Demands (XLSX)

Results (XLSX)

Anonymous list of bids (XLSX)

MRL

Demands (XLSX)

Results (XLSX)

Anonymous list of bids (XLSX)

< SRL_20181105_D1 MRL_20181105_D1 SRL_20181106_D1 MRL_20181106_D1 MRL_20181107_D >

MRL_20181105_D1 - Tender Details

mFRR

Daily

5/11/2018 - 5/11/2018

1

4/11/2018 18:00

4/11/2018 19:00

Product type

Tender type

Tender period

Run number

Bid offering deadline

Allocation deadline

Demands

Demands [MW] by product names and countries incl. their transfer capacities, core demands and optionally control area specific core demands

Control Block

NEG_00_04

NEG_04_08

NEG_08_12

NEG_12_16

NEG_16_20

NEG_20_24

Germany Total Demand

375

375

375

375

375

375

Total Demands

Results

Result summary (min, mean and max prices) of the selected tender

Capacity prices [€/MW]

Energy prices [€/MWh]

Product name

Min. Price

Mean Price

Max. Price

Min. Price

Mean Price

Max. Price

NEG_00_04

0.00

0.22

1.08

2.00

-11.01

-50.00

NEG_04_08

0.00

0.12

1.25

2.00

-14.27

-60.00

NEG_08_12

0.00

0.00

0.00

5.00

5.00

5.00

NEG_12_16

0.00

0.00

0.00

5.00

5.00

5.00

NEG_16_20

0.00

0.00

0.00

5.00

5.00

5.00

NEG_20_24

0.00

0.00

0.00

5.00

5.00

5.00

POS_00_04

0.00

0.35

4.32

72.00

109.07

188.75

POS_04_08

0.00

0.32

4.87

69.00

143.54

230.00

POS_08_12

0.00

0.61

5.27

71.00

142.56

230.11

POS_12_16

0.00

0.54

5.27

69.00

140.58

230.00

POS_16_20

0.00

0.16

3.54

74.00

164.07

259.00

POS_20_24

0.00

0.13

2.84

63.00

123.90

209.98

NEG

0.00

0.06

1.25

2.00

-0.88

5.00

フランスにおけるインバランス精算制度

- フランスでは、需給調整責任主体(BRE)が、需給調整範囲(BP)における責任者として、RTE社との間で契約を締結する。BREは、BPにおけるポートフォリオのインバランスについて責任を担っており、当日市場のゲートクローザー(実運用15分前)までBP内部における自己調整を図る。以降は、TSOが事前確保した調整力、更には需給調整市場(Mécanisme d'Ajustement)等において調達した調整力を用いて系統運用を行う。
- インバランス価格は、需給調整メカニズムにおける調整力(上げ代or下げ代)の加重平均価格(VWAP)に対して、調整係数 k を乗じることにより算出される。
 ⇒BG自身の余剰・不足の違いにより、調整係数 k の適用を変更
 ⇒系統状況の余剰・不足の違いでは区別せず

VWAPがプラス

	系統全体で不足傾向 (Upward)	系統全体で余剰傾向 (Downward)
BPにおいて余剰発生(Positive Imbalance)	$VWAP_u \times (1-k)$ (注1)	$VWAP_d \times (1-k)$
BPにおいて不足発生(Negative Imbalance)	$VWAP_u \times (1+k)$	$VWAP_d \times (1+k)$ (注2)

VWAPがマイナス

	系統全体で不足傾向 (Upward)	系統全体で余剰傾向 (Downward)
BPにおいて余剰発生(Positive Imbalance)	$VWAP_u \times (1+k)$ (注1)	$VWAP_d \times (1+k)$
BPにおいて不足発生(Negative Imbalance)	$VWAP_u \times (1-k)$	$VWAP_d \times (1-k)$ (注2)

(注1)余剰インバランス(positive imbalance)価格は、不足インバランス価格を上回ることはいない

(注2)不足インバランス(negative imbalance)価格は、余剰インバランス価格を下回ることはいない

参考: 係数 k について

「 k 」係数は、過去のデータに基づいて、事前に定義されるパラメータであり、「調整-インバランス(Balancing-Imbalance)」口座を可能な限り均衡するように決定される。2011年7月1日以降は0.08となっている。「 k 」係数の値は、RTEのウェブサイト公開される。

VWAPの算出方法

- VWAP_U及びVWAP_Dは、対象となる調整力のボリューム加重平均価格として算出される。
⇒需給一致のための調整力に加え、aFRFやFCRも含む

$$VWAP_U = \frac{\sum_{i \in \text{Upward balancing energy}} \text{balancing energy } i * \text{value } i}{\sum_{i \in \text{Upward balancing energy}} \text{balancing energy } i}$$

$$VWAP_D = \frac{\sum_{i \in \text{Downward balancing energy}} \text{balancing energy } i * \text{value } i}{\sum_{i \in \text{Downward balancing energy}} \text{balancing energy } i}$$

VWAP算出における構成要素

調整力の種類	VWAP _U	VWAP _D	備考
需給一致の目的で、フランス国内で稼働した調整力入札由来のエネルギー	上げ代	下げ代	デフォルトでは、入札価格
需給一致以外の目的で、フランス国内で稼働した調整力入札由来のエネルギー	上げ代	下げ代	VWAP _U の場合: min(入札価格、限界価格) VWAP _D の場合: max(入札価格、限界価格)
フランス国外において、Exchange point BEを通じて RTEが稼働した調整力入札由来のエネルギー	上げ代/輸入	下げ代/輸出	デフォルトでは、入札価格
RTEが要求し、他TSOが受諾したエネルギー(需給調整融通契約または緊急時予備力融通契約の一環として実施)	上げ代/輸入	下げ代/輸出	TSO間で合意されたエネルギー価格
共通の経済的優先順位リストに従い、RTEが要求したエネルギー	上げ代	下げ代	フランス入札ゾーンの経済的優先順位リストに基づく価格
共通の経済的優先順位リストに従い、RTEが稼働したエネルギー	上げ代	下げ代	フランスの価格ゾーンの経済的優先順位リストからの価格
aFRRエネルギー	上げ代	下げ代	FRRに対する支払価格
FCRエネルギー	上げ代	下げ代	FCRに対する支払価格
TSOs間のインバランスの残余分を履行することによって連系線にて移転されるエネルギー	輸入	輸出	aFRRに対する支払価格
国境におけるインバランス	輸入	輸出	FCRに対する支払価格

(出所) RTE「The Rules relative to Scheduling, the Balancing Mechanism and Recovery of Balancing Charges」

需給調整業務に係る費用の管理・回収

○ 調整力の運用コスト(kWh)は、主にインバランス料金として費用回収が実施される。一方、調整力の調達費用(kW)は、純営業費用として託送料金の中で回収される。

TURPE5における調整力調達費用(kW)の扱い

- 純営業費用の中では、アンシラリー及び調整力調達(kW)の費用として、①アンシラリーサービス(電圧の1次制御、2次制御、同期補償)、②Primary ReserveおよびSecondary Reserveの調達、③アンシラリーサービスの再構築に関する追加調整、④Fast ReserveおよびComplimentary Reserveの調達、⑤マージンの再構築に関する追加調整が含まれる。
- ⇒ 全ての種類の調整力について、調達費用(kW)は託送料金を通じて回収される。
- 当該費用のTURPE5期間中(2017～2020年)の基準値は、RTEの費用計画または過去の実績値に基づき、CREが設定。

TURPE5におけるアンシラリー及び調整力調達(kW)に関する費用の基準値

費目		基準値の設定方法	基準値(単位:100万ユーロ)			
			2017	2018	2019	2020
アンシラリーサービス		CREが、RTEの費用計画(2017～2020年)を確認し、必要に応じて調整したうえで設定。	110	107	108	111
Primary Reserveおよび	Primary Reserveの調達		112	114	116	119
Secondary Reserveの調達	Secondary Reserveの調達		108	110	112	115
アンシラリーサービスの再構築に関する追加調整	RTEにおける必要量の変化に基づく再構築		4	4	4	4
	RTEにおける必要量の変化以外(予備力責任者が機能しない場合等)に基づく再構築	16	16	16	16	
Fast Reserveおよび	Fast reserveの調達	CREが、RTEにおける過去の実績値から設定。	23	23	24	24
Complimentary Reserveの調達	Complimentary Reserveの調達		9	10	10	10
マージンの再構築に関する追加調整			11	11	12	12

(出所) CRE「Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB」

インバランス精算との関係①

- RTE社の「需給調整-インバランス」管理口座にて、インバランス精算に関連する収入と支出を各月において均衡させる。
- 調整係数「 k 」は、「需給調整-インバランス」管理口座のエネルギー関連部分における均衡を図るために事前に定義された係数であり、インバランス精算価格の算出に用いられる。当該数値は過去データに基づき設定されており、2011年7月1日以降は“0.08”となっていたが、2019年1月1日以降は“0.05”が適用されている。
- 「需給調整-インバランス」管理口座において不均衡が発生した場合は、調整係数「 k 」を再計算し、事後的調整係数「 k' 」を用いることにより、最終的な均衡化を図る。
⇒例えば、 Y 年における当該口座の不均衡は、二年後の $Y+2$ 年において、事後的調整係数「 k' 」を適用することによって解消が図られる
- BRPに対するインバランス請求は、この事後的調整係数「 k' 」を用いて遡及的に再計算され、既に請求された分との差額が精算される

送配電事業者の成果・業務の管理及び料金規制 ～送配電事業者によるパフォーマンス報告書、ア セットマネジメント関連の仕組み

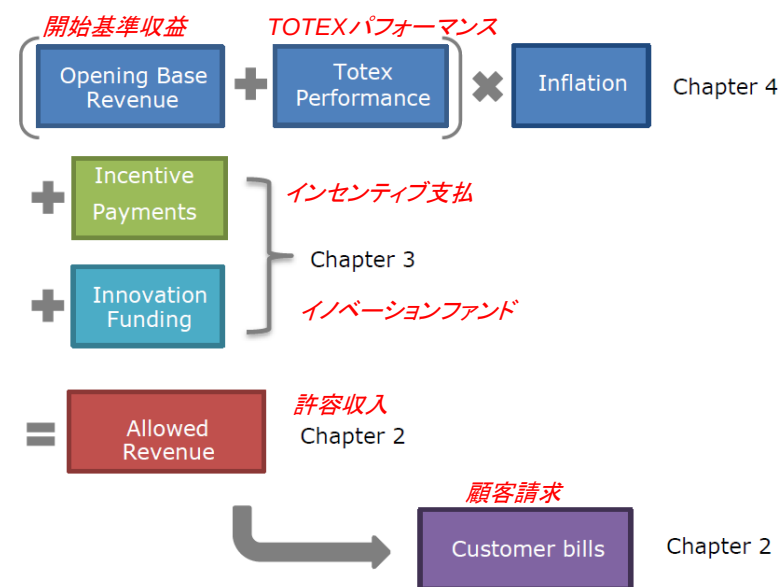
イギリス: 料金規制におけるアウトプット評価の枠組み

RIIOにおけるアウトプットに基づく金銭的インセンティブの全体像

- RIIOはforward-lookingな料金規制であり、RIIO第1規制期間(RIIO-1)の8年間における総収入上限(予測)を、制度開始に先立ち実施された価格管理レビュー(Price Controle Review)において設定する。
- 価格管理レビューの期間において、送電事業者(TO)及び配電事業者(DNO)は、Ofgemによる各種文書・決定等に準拠する形で、利害関係者との協議を踏まえつつ事業計画(Business Plan)を策定し、この計画の中でアウトプット及びインセンティブの詳細、総支出(TOTEX: Total Expenditure)予測等について規定する。この事業計画は、Ofgemによって正当化(justified)される必要がある。
- 現在、RIIO第2規制期間(RIIO-2)の検討が進められているが、RIIO-2では規制期間は5年に短縮される予定である。

(RIIO T1期間開始後～期中の事後調整)

- 各事業者の総収入上限は、許容収入(Allowed Revenue)として定義される。許容収入は、TNUoS*1料金を通じてTOが顧客から集めることのできる総額である。
- 毎年、Ofgemは、各TOがその規制された事業で稼ぐことのできる許容収入を計算する。
⇒価格管理レビューにおいて決定された開始基準収益(Opening Base Revenue)をTOTEXの達成状況等に応じて調整。さらにアウトプットによるインセンティブ支払い等を加味して最終的に決定
⇒顧客料金に対して毎年反映される。
(注: X年度のパフォーマンスが、X+2年度の許容収入・顧客料金に対して反映)



*1イギリスのネットワーク料金は、接続料金(Connection Charge)、送電使用料金(TNUoS: Transmission Network Use of System charge)、調整サービス料金(BSUoS: Balancing System Use of System charge)の3つから構成

許容収入の算定プロセス

主要アウトプットと補助的成果物

○ アウトプットは、主要アウトプット(Primary outputs)に加えて補助的成果物(Secondary Deliverables)が存在。主要アウトプットのみだと、事業者は短期における効率削減のみにコミットする可能性あり。そこでOfgemは、長期的な視点からVFMを確保するためのアウトプットとして補助的成果物を定義。

送電事業者に対するアウトプット

アウトプット	インセンティブ		
	名称	内容	経済的インセンティブ
① 安全性	Health and Safety Executive (HSE)	・ 安全性の義務に関する法律の順守状況の確認	○
	Network Output Measures (NOMs)	・ 設備の状態、リスク、性能、機能、更新に関する評価 ・ 更新のアウトプットに対して、±2.5%のボーナス・ペナルティを適用	
② 信頼性	Energy not Supplied (ENS)	・ 顧客に供給できなかった電力量について、各TOIに設定された目標値を基準に、16,000€/MWhのボーナス・ペナルティを適用(上限:レベニューキャップの3%) ・ 【目標値】NGET: 316MWh, SPT: 225MWh, SHET: 120MWh	○
③ 可用性	Network Access Policy (NAP)	・ 顧客のコストを低減する目的で、計画停電に関するSOとTOs間の協調を促進	
④ 顧客満足度	Satisfaction Survey	・ 顧客満足度(NGETのみ)、ステークホルダー満足度(TO・3社)のアンケート調査結果(10点満点)とKPIの達成度(100点満点)を評価 ・ ベースレベニューとTIRGの合計の±1%の範囲でボーナス・ペナルティを適用 ・ 【目標値】(アンケート調査) NGET: 6.9, SPT: 5 (KPI) SPT, SHET: 50	○
	Stakeholder Engagement	・ 専門家委員会により、ステークホルダーへの従事度が評価(10点満点)され、ベースレベニューとTIRGの合計の0.5%の範囲でボーナスを付与	○
⑤ 接続性・拡張性	General Connection Activity	・ 発電事業者や需要家の接続要求への、迅速かつ適切な対応に関する指標 ・ スケジュール通りに接続できなかった顧客数に応じて、ベースレベニューとTIRGの合計の0.5%の範囲でペナルティ有り(NGETは対象外)	○
	Baseline Wider Works (BWW)	・ 送電線の拡張や増強に関する投資がレベニューとして許可される	○
	Strategic Wider Works (SWW)	・ 境界における送電容量の増分が計測される	
		・ 将来的に必要とされる投資がレベニューとして認められる	○
⑥ 環境性	SF6 Emissions	・ 絶縁体として使用され、温室効果が非常に高いSF6の排出量を制限するもので、各TOの目標値を基準に、ボーナス・ペナルティを適用 ・ 【目標値】NGET: 12,097.5tCO ₂ e, SPT: 618.9tCO ₂ e, SHET: 223.6tCO ₂ e	○
	Business Carbon Footprint (BCF)	・ CO ₂ に換算した温室効果ガスの排出量を公表する制度で、その88%が送電ロスに起因	
	Losses	・ 送電ロスを公表する制度で、2015-16年期では、発電所と需要地が離れているSHETが3.26%(NGET: 1.17%, SPT: 1.13%)と高い	
	Environmental Discretionary Reward	・ 低炭素化へ向けた取組(TOが根拠書類を提出)を3段階で評価し、最高評価を獲得したTOに対して、4M€の範囲内でボーナスを付与	○
	Visual Amenity	・ 送電設備の景観に関する指標で、地中化等の対策費として、600M€が用意されているが、現時点で応募無し	○

配電事業者に対するアウトプット

アウトプット	インセンティブ		
	名称	内容	経済的インセンティブ
① 信頼性・可用性	Interruption Incentive Scheme (IIS)	・ 計画停電と突発停電それぞれについて、停電の頻度(CI)と長さ(CML)に応じて、ボーナス・ペナルティを適用 ・ 【目標値】CI: CML共に、DNO毎に目標値を設定	○
	Guaranteed Standards of Performance (GSoP)	・ 一定の時間以上の停電が発生した場合に、DNOが顧客に直接支払うペナルティ	○
	Health, Criticality, and Monetised Risk	・ Monetised Riskの達成度に応じて、±2.5%のボーナス・ペナルティを適用 ・ Monetised Riskは、The Health Index (HI)とCriticalityを基に算定	○
	Load Index (LI)	・ 故障を避けるために、33kVと11kVの変電所の負荷率を制限	
	Worst-Served Customers	・ 停電が頻発する顧客の改善結果に対して、ボーナス・ペナルティを適用 ・ 改善費の総額は、8年間で74.9M€	○
	Network Resilience	・ 洪水や暴風雨による故障に対する対策費として、2015年は149M€を準備	○
② 環境性	Obligation to Manage Losses	・ 送電ロス削減のインセンティブとして、8年間で32M€を準備	○
	Business Carbon Footprint	・ 温室効果ガスの排出量を、スコープ1・2・3に分けて公表	
	SF6 Emissions	・ 絶縁体として使用され、温室効果が非常に高いSF6の排出量を公表	
	Fluid Filled Cable Leakage	・ ケーブルに絶縁体として使用される油漏れ量を公表	
	Noise Pollution	・ 変圧器の騒音に対する苦情数を公表	
	Visual Impact Allowance	・ 国立公園や景観の良い場所において、架空ケーブルを地中ケーブル化する費用として103.6M€を準備	○
③ 接続性	Environmental Report	・ ステークホルダー向けに、低炭素化社会に向けた環境活動等を報告	
	Time to Connect (TTC)	・ 見積作成と接続に係る日数の、基準値に対する削減率に応じてボーナスを付与(上限:ベースレベニューの0.4%)	○
	Incentive on Connection Engagement (ICE)	・ ステークホルダーへのサービス提供や、業務計画達成に不備があった場合、ペナルティ有り(上限:ベースレベニューの0.9%)	○
	Connections	・ 接続サービスに係る最低限の要件を満足できなかった場合に、ペナルティとして、顧客に固定金額を支払う	○
④ 顧客満足度	Guaranteed Standards of Performance (GSoP)	・ 接続、停電、問合せの3種類のサービスについて、ベースレベニューの±1.0%のボーナス・ペナルティを適用	○
	Broad Measure of Customer Service (BMCS)	・ 苦情対応に関する4つの指標に応じて、ペナルティ有り(上限:ベースレベニューの0.5%)	○
	Complaints Metric	・ ステークホルダーへの幅広いサービス提供に関する、専門委員会での評価結果に応じて、ボーナスを付与(上限:ベースレベニューの0.5%)	○
	Stakeholder Engagement and Customer Vulnerability	・ ステークホルダーへの幅広いサービス提供に関する、専門委員会での評価結果に応じて、ボーナスを付与(上限:ベースレベニューの0.5%)	○
⑤ 社会的責任	Stakeholder Engagement and Customer Vulnerability	・ 脆弱性の高い顧客への対応策に応じて、ボーナスを付与(上限:ベースレベニューの0.5%)	○
⑥ 安全性	Health and Safety Executive (HSE)	・ HSEに従ってシステムを安全に運用するためのインセンティブで、更新のアウトプットに対して、±2.5%のボーナス・ペナルティを適用	○

(出所) 平成29年度産業経済研究委託事業(電力送配電事業の経営効率化に向けた送配電料金水準の評価手法に関する調査)

TOによるアウトプット達成状況の比較

- 各TOは、当該年度に発生した実費とRIIO-T1期間の予測費用について、Ofgemに対して報告する義務が課せられている。Ofgemは事業者の達成状況等について分析を実施しており、年次報告書として公表している。
- RIIO T1期間の最初の4年間におけるアウトプットに基づくインセンティブ報酬合計は、NGET社£74.4m、SHET社£13.6m、SPT社£29.5mとなっており、合計£117.4m(注: 140円/£として換算すると160億円程度)となっている。
⇒各TOの許容収入に占める割合は5%未満(概ね2%程度)

各TOにおけるアウトプット達成状況(2016/2017年度)

安全性
信頼性

利用可能性
環境便益

顧客満足度

White: no financial incentive Green: on target / ahead of target Orange: partially missing target Red: substantially missing target	白: 金銭的インセンティブの設定なし 緑: 目標達成 オレンジ: 本年度未達 赤: 持続的に未達	TOの達成状況
Output requirement	RIIO measure	TO's Performance
i Safety		
Comply with Health & Safety Executive (HSE) law	To meet all safety legislation requirements.	All met
ii Reliability		
Minimise how much electricity is lost to our customers because of failures of the assets on the network ENS	Targets ¹⁹ NGET: less than 316 MWh SPT: less than 225 MWh SHET: less than 120 MWh	On target
Work is ongoing to develop the NOMs common methodology.		
iii Availability		
Implement the Network Access Policy ²⁰	Implement and maintain policy.	All met
iv Environmental benefits		
Minimise SF6 greenhouse gas emissions SF6排出量 Reward/penalty based on the non-traded carbon price for carbon equivalent emissions.	Limits NGET: 12,241.5 tCO2e SPT: 707.4 tCO2e SHET: 252.5 tCO2e ²¹	SPT & NGET: below limits. SHET: exceeded the limit by 0.1%. ²² 本年度未達
Environmental Discretionary Reward (EDR) EDR Annual funding of up to £4m will be available in each scheme year.	Performance band: SPT: Leadership NGET: Proactive SHET: Proactive	Financial reward SPT: £4 million NGET: None SHET: None
Publish annual progress on • Business Carbon Footprint ²³ and • Transmission Losses	No financial incentive	All met
v Customer satisfaction		
Customer Satisfaction Survey (NGET only) and Stakeholder Satisfaction Survey 顧客満足度・利害関係者満足度	Targets • NGET Customer 6.9/10 • NGET Stakeholder 7.4/10 • SPT Stakeholder 7.4/10 • SHET Stakeholder 7.4/10	Score out of 10 NGET: 7.41 NGET: 7.66 SPT: 7.9 SHET: 8.7
Stakeholder engagement discretionary reward 利害関係者エンゲージメント	Neutral point at 4.0/10; higher scores reflect positively on the licensees engagement strategy.	Score out of 10 NGET: 7.0 SPT: 6.25 SHET: 5.4

適時接続

接続
拡張工事

vi Timely connections		
Send customer offers within 90 days The timely meeting of existing licence requirements in relation to delivering new generation connections & local demand connections.	Financial incentives apply to Scottish TOs only; no direct financial incentive on NGET as it is the contractual interface with all customers.	All new or modified offers provided to customers within the 90 days.
vii Connection works		
NGET (TO): Connection of new generation	- Baseline target: 33.7GW²⁴ - Current T1 forecast: 10.5GW	These measures are subject to company specific volume driver mechanisms. Further detail is provided in the appendices.
Construction of new overhead line (OHL) to accommodate new customers	- Baseline target: 215km OHL - Current T1 forecast: 41km OHL	
NGET (TO): Construction of new super grid transformers (SGT)	- Baseline target: 72 SGT - Current T1 forecast: 52 SGT	
Construction of new OHL to accommodate new customers.	- Baseline target: 27km OHL - Current T1 forecast: 5km OHL	
NGET (TO): Incremental Wider Works (IWW) to strengthen specific boundaries	- Baseline target of 23.05GW by the end of T1. - Current T1 forecast: 9.97GW	
SPT: New generation connections (MW)	- Baseline threshold: 2503MW - Current T1 forecast: 1634MW SPT is currently expecting the mechanism to clawback revenue as a result of missing the target.	
SPT: New network capacity (MVA)	- Baseline threshold: 1073MVA - Current T1 forecast: 3332MVA	
SHET: New generation connections (MW)	- Baseline threshold: 1168MW - Current T1 forecast: 1862MW	
SHET: New network capacity (MVA)	- Baseline threshold: 1006MVA - Current T1 forecast: 2518MVA	
Timely delivery standards for Baseline Wider Works (BWW) and Strategic Wider Works (SWW)	SPT: The Western HVDC undersea cable link is forecast to be delivered to a revised completion date. This is a joint venture with NGET.	Further detail is provided in the appendices.
BWW and SWW outputs specified in SpC 61.	SHET: Of the three approved SWW projects, two have been delivered ahead of schedule. The third, Caithness Moray, is on schedule to complete in 2018.	
	NGET (TO): All BWW projects have been delivered, except for WHVDC.	
	Three SWW projects are currently forecast to incur cost over the RIIO-ET1 period. ²⁵	

(出所) Ofgem/RIIO- ET1 Annual Report 2016/17

アウトプットの設定経緯

ENSの場合

(Ofgemによる戦略文書(2011年3月))

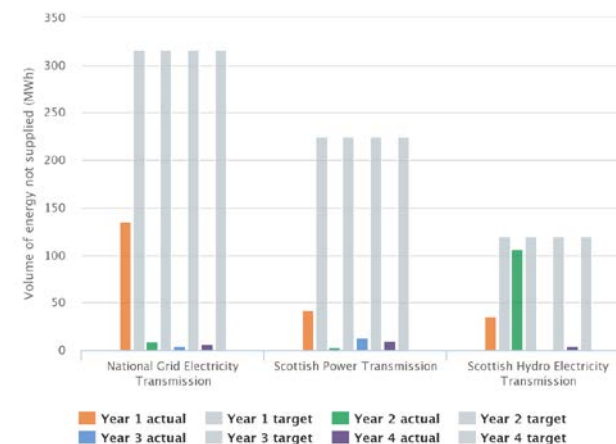
- Ofgemは、信頼性に係る主要アウトプットとして、年間の**ENS(Energy not Supplied)**が全てのTOに対して適用されるという結論を提示
 - ⇒ENSは供給信頼度を表す代表的指標。送電系統故障等により顧客に対して供給できなかった電力量
- ENSにおける**金銭的インセンティブの考え方**としてVoLLを採用。様々な既存研究を分析した結果、TOが十分に正当化された事業計画を策定するために使用する合理的水準として**£16,000/MWh**を設定。この水準が全てのTOに対して適用
 - (例: 効率性インセンティブ率*1を50%に設定した場合、事業者は、ベースラインを超過達成することにより£8,000/MWhの報酬を得ることが出来る(未達の場合には、同額のペナルティ))

(事業者による事業計画～NGET社の場合)

- NGET社は、利害関係者との協議を経て、事業計画書を策定
 - ⇒信頼性に係る主要アウトプットはENSであり、ベースライン目標として316MWh/年、また金銭的インセンティブとして£16,000/MWhを設定(注: 事業計画書には設定根拠等は示されず)
- ベースライン目標である316MWhの設定にあたっては、確率的モンテカルロモデルを用いており、当該モデルではENSの正規分布に基づいている。目標値は、1990/91年～2010/11年のデータを用いて算出した年間事故発生量の平均値から算出(出所: 経済産業省「平成28年度産業経済委託事業: 諸外国における電力・ガス市場調査報告書」におけるOfgemに対するインタビューより)

(Ofgemによる最終提案(2012年12月))

- Ofgemは利害関係者との協議を経て、ENSが主要なアウトプットであり、また全ての要素について初期提案から変更が無いことが確認。



参考: 送電事業者における停電発生量(ENS)の実績値推移
(第3回研究会より再掲)

(出所)Ofgem Webサイトより

*1 効率性インセンティブ率(*efficiency incentive rate*): 事業計画で示したアウトプットの提供を前提に、効率化を進めた結果として得られる利潤について、一定の割合を需要家に還元した上で、残りを事業者が獲得できる仕組み。需要家に還元する割合は、申請した費用の大きさなどを踏まえて事業者ごとに設定

アウトプットの設定経緯

ライセンス条件との関係

(ライセンス条件との関係)

- 価格管理レビューにおいて合意された主要アウトプットは、TOのライセンス条件として挿入。主要アウトプットに関連する詳細は、関連ライセンス条件の一部として規定される
- ネットワーク事業者が主要アウトプットを履行出来なかった場合、企業は、規定されたインセンティブ規約(incentive arrangements)に従って罰則を受けることになる。ネットワーク事業者が主要アウトプットの不履行を継続した場合、Ofgemは以下の措置を講じることができる。
 - ⇒ Ofgemは、ネットワーク事業者が主要アウトプットの履行に関連するライセンスの規定に準拠していない、または違反可能性があることに基づき、執行措置(enforcement action)を講じることができる*1
 - ⇒ 最終命令の不遵守(または違約金支払の不履行)に際し、Ofgemは、当該ネットワーク事業者のライセンスに規定された義務に沿った主要アウトプット的不履行を事由として、ネットワーク事業者のライセンスを取り消すことができる。
- 各TOは、特別ライセンス条件(Special Condition)において、主に金銭的インセンティブが発生する主要アウトプットの詳細(ベースライン、インセンティブ方法論等)について規定している。

(例: 信頼性インセンティブ方法論)

- 特別条件3Cの「Part B: Methodology Statement in respect of reliability Incentive」に基づき、ライセンシーは、標準条件C17「送電システムのセキュリティ及びサービス品質(Transmission system security and quality of service)」の規定を考慮して、ENS計算にあたりライセンシーが使用する方法論を記載した信頼性インセンティブ方法論定義書(Reliability Incentive Methodology Statement)を策定・維持
 - ⇒ 当該定義書は、規制機関によって承認が必要
- TO3社は、共同で信頼性インセンティブ方法論定義書を策定(第1版は2014年1月に発行。第3版(2015年9月)まで発行)
 - ⇒ 当該定義書では、3社に適用される共通アプローチについて規定(注: ただしSHET社の保障支払スキーム(Compensatory Payments Scheme)については含んでいない。同社の特別ライセンス条件3C, 3D, 3Eにて規定)

イギリス：アセットマネジメントを促す仕組み

特別条件2L: NOMs方法論

- TO3社は、ライセンスの特別条件2L「ネットワークアウトプット計測のための方法論(Methodology for Network Outputs Measures)」において、5つのNOMs計測指標を定義。
⇒ネットワーク資産状況 (network assets condition)、ネットワークリスク (network risk condition)、ネットワークパフォーマンス (network performance)、ネットワーク性能 (network capability measures)、ネットワーク更新アウトプット(Network Replacement Outputs)の5つ
- 特別条件2Lでは、NOMS方法論の目的、評価内容及び実施内容等が規定。被認可者(licencee)であるTO3社は、ライセンス条件としてNOMS方法論の整備・維持が義務付け
⇒NOMS方法論は、効率的、調整的且つ経済的な送電システムの開発、維持・運用に関するパフォーマンス監視を目的としている。このNOMS方法論を通じて、当該事業者の送電システムの過去及び将来のネットワーク支出を評価するとともに、パフォーマンスを経時的に比較分析することを目的としている。

NOMS計測指標

NOMS計測指標	概要
ネットワーク資産状況	ネットワーク資産の現状、ネットワーク資産の信頼性、更にはネットワーク資産状態の予測劣化率に関連する。また当該指標は、ネットワーク資産の機能を実行する現在及び将来の能力の評価に関連する。
ネットワークリスク	ネットワーク資産の状況及びネットワーク資産間の相互関係から発生する、(TOの送電システムの信頼性に対する)全体的なリスクレベルに関連する。
ネットワークパフォーマンス	TOの送電システムの技術的パフォーマンスに関連する。これは送電事業の一部として、TOが提供するサービスの信頼性及び費用に直接的に影響を及ぼす
ネットワーク性能	TOの送電システムの能力及び利用のレベル、更には他のネットワーク能力及び利用係数に関連する
ネットワーク更新アウトプット	特別条件2MIにて規定される資産管理パフォーマンスを測定するために使用される。

イギリス：ネットワークアウトプット計測(NOMs)

特別条件2M: ネットワーク更新アウトプットの仕様

- 5つの計測指標のうち、ネットワーク更新アウトプットに関しては、金銭的インセンティブが適用。特別条件2M「ネットワーク更新アウトプットの仕様(Specification of Network Replacement Outputs)」において詳細が規定
- 特別条件2Mにおいて、TOは、RIIO-T1期間中に履行しなければならないネットワーク更新アウトプット、更にはアウトプットの超過達成によるインセンティブ報酬(または未達成による罰則措置)、関連する許容支出(Allowed Expenditure)について規定
⇒ネットワーク更新アウトプットは、RIIO-T1期間(8年間)について、期末である2021年3月31日の状況を評価

例: NGET社のネットワーク更新アウトプット

ネットワーク更新アウトプット

Asset categories 資産カテゴリー		Units	Asset distribution based on Replacement Priority at 31 March 2021 優先順位に基づく資産配分(2021年3月末時点) Replacement Priority 更新の優先順位 (where RP1 is highest risk category)			
			RP1	RP2	RP3	RP4
400KV Network						
1	Circuit Breaker	Units	6	6	7	1148
2	Transformer	Units	13	9	31	358
3	Reactors	Units	3	3	2	14
4	Underground Cable	Km	7.1	0.0	10.5	283.1
5	OHL conductor	Km	1531	1152	945	7192
6	OHL fittings	Km	1542	568	913	7800
275KV Network						
1	Circuit Breaker	Units	21	44	62	466
2	Transformer	Units	25	20	52	262
3	Reactors	Units	3	4	1	12
4	Underground Cable	Km	79.2	4.3	85.5	152.0
5	OHL conductor	Km	102	343	189	2402
6	OHL fittings	Km	132	357	224	2333
132KV Network						
1	Circuit Breaker	Units	46	84	60	975
2	Transformer	Units	0	2	1	6
3	Reactors	Units	32	27	7	37
4	Underground Cable	Km	0.0	1.5	2.6	14.5
5	OHL conductor	Km	75	54	37	120
6	OHL fittings	Km	79	67	0	144

ネットワーク更新アウトプットの達成状況に対する取扱い

インセンティブ	正当化(Justified)	非正当化(Unjustified)
超過達成 (Over-delivery)	超過達成コストは、第2期価格管理期間のallowancesに組み込まれる materialの超過達成に関連する追加コストの2.5%の報酬 など	超過達成コストは、第2期価格管理期間のallowancesに組み込まれる など
未達成 (Under-delivery)	未達成コストは、第2期価格管理期間のallowancesから除外される など	未達成コストは、第2期価格管理期間のallowancesから除外される 未達成に関連する回避コストの2.5%の罰金 など

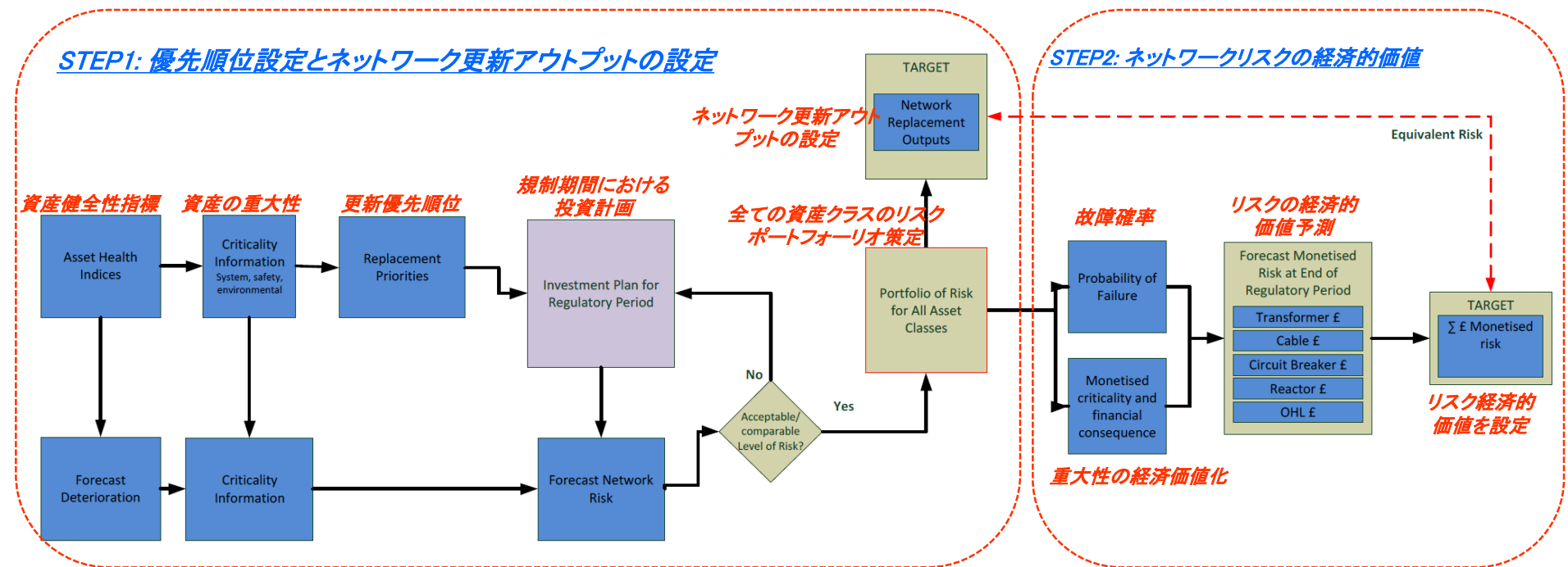
(注)他に資金調達コストに関する取扱いについて規定

ネットワーク更新アウトプットに対する許容支出

Relevant Year	Allowed expenditure (£m 2009/10 prices)
2013/14	477.616
2014/15	471.311
2015/16	464.910
2016/17	470.457
2017/18	605.301
2018/19	705.665
2019/20	771.141
2020/21	692.256

NOMs方法論の詳細

- 2016年2月、TO3社は共同で、特別条件2Mに基づくNOMs方法論を策定し、Ofgemに対して提出。2016年4月、Ofgemは一部修正のうえ、当該方法論を承認
⇒NOMs方法論では、先述の5つの計測指標の詳細、またネットワーク更新アウトプットの金銭的インセンティブの計算方法等が規定



ネットワーク更新アウトプットとリスクの経済的価値算出のフロー

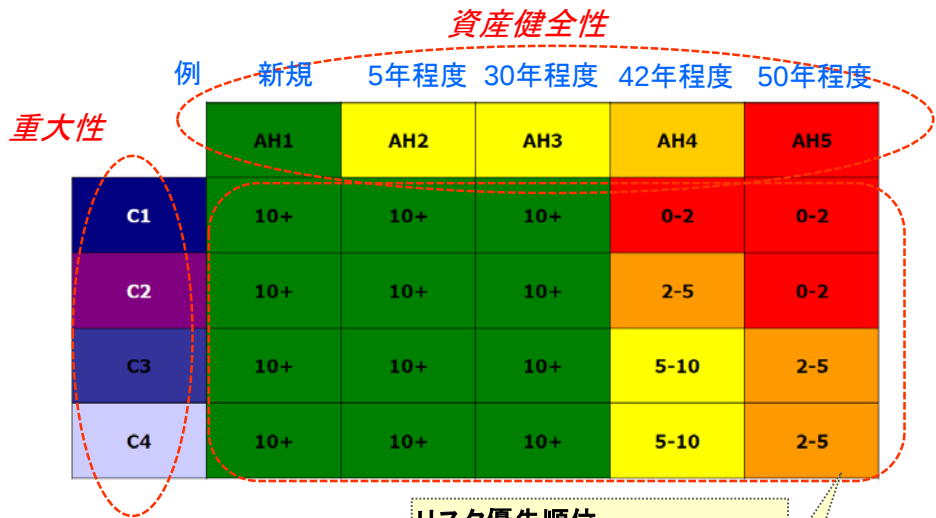
(出所) NGET社、SPT社、SHET社「Electricity Transmission Network Output Measures Methodology」

NOMs方法論の詳細

ネットワーク更新アウトプットと金銭的インセンティブ①

STEP1: 優先順位設定とネットワーク更新アウトプットの設定

- TOは、2021年3月末時点におけるネットワークリスク更新優先順位(Network Risk Replacement Priorities)を策定
⇒リスク優先順位(RP)は、資産健全性(Asset Health Index)と重大性(Criticality)に基づき評価
- リスク優先順位は、RP1～RP4までの4段階。TOが設定
- 重大性は、安全性(Safety)、環境性(Environment)、系統性(System)の3つの基準から評価。
⇒4段階評価: C1(非常に高い)、C2(高い)、C3(普通)、C4(低い)
- 資産健全性は、年数に基づき資産劣化率を定義。AH1～AH5までの5段階評価
- リスク優先順位に基づき、RIIO-T1における投資計画を策定。これに基づくネットワーク更新アウトプットを策定



リスク優先順位

- RPのレベルは5段階

RP 1	0-2 years
RP 2	2-5 years
RP 3	5-10 years
RP 4	10+ years

ネットワークリスク更新優先順位(例)

Asset Categories		Units	Actuals (Reporting Year End)				Total
			Replacement Priority				
			RP1	RP2	RP3	RP4	
400kV Network							
1	Circuit Breaker	No.					-
2	Transformer	No.					-
3	Reactor	No.					-
4	Underground Cable	circuit km					-
5	OHL Conductor	circuit km					-
6	OHL Fittings	circuit km					-
7	OHL Tower (SHET & SPTL)	No.					-
275kV Network							
1	Circuit Breaker	No.					-
2	Transformer	No.					-
3	Reactor	No.					-
4	Underground Cable	circuit km					-
5	OHL Conductor	circuit km					-
6	OHL Fittings	circuit km					-
7	OHL Tower (SHET & SPTL)	No.					-
132kV Network							
1	Circuit Breaker	No.					-
2	Transformer	No.					-
3	Reactor	No.					-
4	Underground Cable	circuit km					-
5	OHL Conductor	circuit km					-
6	OHL Fittings	circuit km					-
7	OHL Tower (SHET & SPTL)	No.					-

2021年3月末時点における
資産の更新(replacement)・
修繕(Refurbishment)の計
画を提出

ネットワーク更新アウトプット(例)

※現在も調査中のため、一部不正確な情報が含まれる可能性がある34

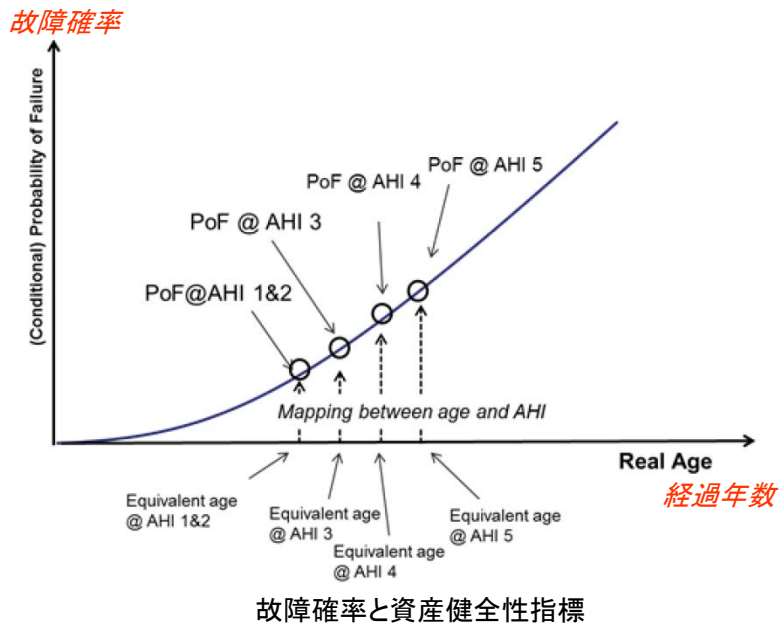
NOMs方法論の詳細

ネットワーク更新アウトプットと金銭的インセンティブ②

STEP2: ネットワークリスクの経済的価値

(構成要素)

- ネットワークリスクの経済的価値は、故障確率(Probability of Failure)、重大性の経済的価値 (Monetised Criticality)、財政的帰結(Financial Consequence)の3つの要素より構成
 - ⇒故障確率は、現在及び将来の資産健全性(経過年数)に基づく。資産劣化曲線を踏まえて算出
 - ⇒重大性の経済的価値は、主要な基準について先述の4段階に基づき算出。故障時における影響の大きさを定義
 - ⇒財政的結果は、当該TOにおける過去の送電システムの故障、また資産更新コストに基づき算出



		重大性の経済的価値			
		重大性の4段階			
Criticality Area	Justification	Very High C1	High C2	Medium C3	Low C4
Safety Criticality	Average Value of Statistical Life derived from Hedonic Wage Risk studies (excluding outlier) scaled by fatality, reportable injury, and non-reportable minor injury	£10,000,000	£1,000,000	£50,000	£10,000
System Criticality – Economic Key Point	Average cost per minute for commercial service outages, multiplied by median loss of supply duration with additional factor for systems recovery time	X	£845,000	X	X
System Criticality – Transport	Average cost per minute for transport events, multiplied by median loss of supply duration with additional factor for recovery time	X	£1,079,000	X	X
System Criticality – Substation Demand	Value of Lost Load scaled by substation demand.	X	Transmission Licensee specific	Transmission Licensee specific	Transmission Licensee specific
System Criticality – System Security	Generator compensation payments and constraint costs scaled by 90, 50, 10 percentiles.	X	Transmission Licensee specific	Transmission Licensee specific	Transmission Licensee specific
Environmental Criticality	Maximum Environment Agency fine with additional clean up costs.	X	£500,000	£25,000	£5,000

(出所) NGET社、SPT社、SHET社「Electricity Transmission Network Output Measures Methodology」

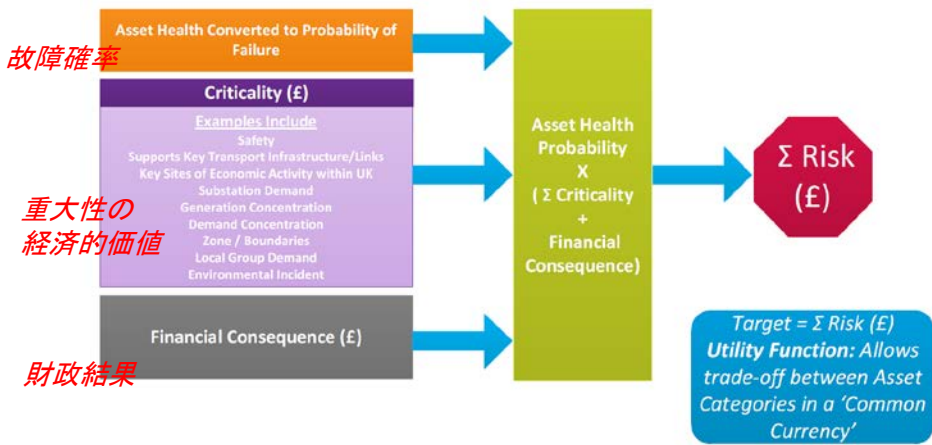
NOMs方法論の詳細

ネットワーク更新アウトプットと金銭的インセンティブ③

STEP2: ネットワークリスクの経済的価値

(計算方法)

- ネットワークリスク全体の経済的価値は、 $\Sigma(\text{故障確率} \times (\text{重大性の経済的価値} + \text{財政結果}))$ として算出
⇒個別アセットごとに計算した結果をアセットタイプ別に集計



ネットワークリスクの経済的価値の算出方法

		重大性の経済的価値	財政結果	故障確率		
Asset type	Asset	Monetisation of criticality	Financial Consequence	Asset health end of T1	Probability of failure end of T1	£ Risk end of T1
Transformer	SGTA	£5,000,000	£1,000,000	5	10.95%	£657,000
Circuit Breaker	SWGRB	£10,000,000	£2,000,000	1	0%	£0
Overhead Line	OHLC	£15,000,000	£3,000,000	5	13.55%	£2,439,000
Cable	CableD	£20,000,000	£4,000,000	1	0.05%	£12,000

Table 4.5: Monetisation of Assets - £ monetisation values summary data

ネットワークリスクの算出例

NOMs方法論の詳細

ネットワーク更新アウトプットと金銭的インセンティブ④

STEP2: ネットワークリスクの経済的価値

(達成状況の評価)

- 各アセットカテゴリーにおけるネットワークリスクの経済的価値について、2021年3月31日時点における目標値と実績値を比較することによって達成状況を評価
⇒アセットカテゴリー間のトレードオフを考慮

ネットワークリスクの経済的価値(目標値)

Asset Categories	Target (31 March 2021) Monetised Risk
Switchgear	£73,000,000
Transformer	£126,000,000
Underground Cables	£92,000,000
Overhead Line	£1,040,000,000
Total	£1,331,000,000

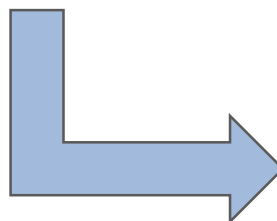
シナリオ1:
未達成

ネットワークリスクの経済的価値(実績値)

Asset Categories	Scenario 1 (31 March 2021) Monetised Risk
Switchgear	£72,000,000
Transformer	£127,000,000
Underground Cables	£91,000,000
Overhead Line	£1,050,000,000
Total	£1,340,000,000

目標値と実績値の差分

Asset Categories	Calculation: Target minus Scenario 1
Switchgear	£1,000,000
Transformer	-£1,000,000
Underground Cables	£1,000,000
Overhead Line	-£10,000,000
Total	-£9,000,000



シナリオ2:
超過達成

ネットワークリスクの経済的価値(実績値)

Asset Categories	Scenario 2 (31 March 2021) Monetised Risk
Switchgear	£72,000,000
Transformer	£123,000,000
Underground Cables	£94,000,000
Overhead Line	£1,032,000,000
Total	£1,321,000,000

目標値と実績値の差分

Asset Categories	Calculation: Target minus Scenario 2
Switchgear	£1,000,000
Transformer	£3,000,000
Underground Cables	-£2,000,000
Overhead Line	£8,000,000
Total	£10,000,000

(注)配電事業者を対象としたRIIO-ED1では、同様の枠組みとしてリスクの経済的価値に基づき、事業者に対して金銭的インセンティブを付与

TO3社のパフォーマンス報告書～National Grid社

2017/2018年度におけるアウトプット全体像

アウトプット	目標値	実績値	達成状況	概要
安全性				
HSE関連規定の遵守	全要件遵守	全要件遵守	目標達成	・従業員・契約先との事故リスクを減らすために、継続的にプロセスをレビュー。過年度を通じて目標達成
負傷災害発生率 (IFR)	-	0.12	-	・負傷災害発生率 (IFR: Injury frequency rate)は0.12であり、前年度0.13から改善
信頼性・可用性				
ENS	316MWh未満	39.7MWh	目標達成	・ENS実績値は39.7MWhであり、供給信頼度は99.999984% ⇒供給停止事例が5件発生 ・ベンチマーク水準316MWを大幅に下回った
非負荷関連のネットワーク代替アウトプット	計画作業の実施	-	計画通り	・RIIO目標を遵守中
顧客満足度・利害関係者満足度				
顧客満足度調査	6.90	7.74	目標達成	・顧客満足度及び利害関係者満足度の独立調査を委託。 ⇒顧客満足度: 前年度7.4から7.74に改善 ⇒利害関係者満足度: 前年度7.66から7.88に改善
利害関係者満足度調査	7.40	7.88	目標達成	・顧客満足度及び利害関係者ともに目標を達成
利害関係者エンゲージメント (Ofgemパネル評価)	5.0	6.4	目標達成	・2017/2018年度は5.1と大きく低下(前年度7.0) ・過年度を通じて達成
環境性				
SF6排出量	12,450kg	9,615kg	目標達成	・2017/2018年度のSF6排出実績は9,615kg。 ・過年度を通じて目標達成
EDR	50～69% (proactive) 70%+(Leadership)	82%	-	環境裁量報酬パネル会議(EDR)にて、裁量的報酬について検討中。
接続性・拡張性				
適時接続	100% (90日以内)	100%	目標達成	・ライセンス義務に基づき、顧客オファーを90日以内に送付 ・100%達成したが更なる早期化に向け努力
ネットワーク拡張工事(特定境界)	23GW (RIIO-T1期間)	-	-	2017/2018年度は追加的拡張計画(IWW))は実施されず。
ネットワーク新規接続(発電側)	26GW (RIIO-T1期間)	12.5GW	-	・2017/2018年度における新規の発電所接続は12.5GW
ネットワーク新規接続(需要側)	OHL: 27km SGT: 72件 (RIIO-T1期間)	OHL: 5km SGT: 40件	-	・2017/2018年度における新規の需要接続は、OHLが5km、SGT(Super Grid Transformers)が40件、

2017/2018年度における金銭的インセンティブ発生状況

主要アウトプット	RIIO-T1 目標値	2017/18年度 実績値	2017/18年度 報酬/罰則 百万円
ENS	316MWh未満	39.7MWh	3.25
顧客満足度	6.90	7.74	年間収入の1%
利害関係者満足度	7.40	7.88	
利害関係者エンゲージメント	5.00	5.10	
SF6漏出量	12,450kg	9,615kg	2.72
EDR	検討中	-	検討中

TOTEXの予測と実績の差異(2017/2018年度単年)

		事前許可枠 百万円	実績値 百万円	差分 百万円
TO部分	負荷関連CAPEX	176.20	256.80	-80.60
	資産交換CAPEX	761.14	354.87	406.27
	その他CAPEX	79.61	139.73	-60.12
	営業外CAPEX	22.06	39.16	-17.09
	CAPEX計	1,039.02	790.56	248.45
	制御可能OPEX計	264.61	276.42	-11.81
TOTEX		1,303.63	1,066.98	236.65
SO部分	営業外CAPEX	54.43	62.08	-7.65
	制御可能OPEX計	118.92	118.66	0.26
	TOTEX	173.35	180.74	-7.39
TOTEX(TO部分+SO部分)		1,476.98	1,247.72	229.26

T03社のパフォーマンス報告書～SHET社

2017/2018年度におけるアウトプット全体像

アウトプット		目標値	実績値	達成状況	概要
安全性					
	従業員・請負業者の安全性(TRIR)	0.25	0.45	未達成	・TRIRは0.45(前年度0.54)。目標値は0.25に設定されており、2013/2014年度の評価開始以降、目標未達成の状況が継続
信頼性					
	ENS	120MWh未満	24.33MWh	目標達成	・ENS実績値は24.33MWh(前年度3.9MWh)であり、供給信頼度は99.999555% ・目標値120MWhを大幅に下回った
	ネットワーク資産の更新プログラム	-	-	-	・後述
顧客満足度・利害関係者満足度					
	利害関係者調査	7.4	8	目標達成	・利害関係者満足度は、外部調査機関による調査に基づき評価。2017/2018年度における利害関係者満足度は8.0(前年度8.7) ・目標値は7.4であり、ここ4年間は目標達成を継続
	利害関係者KPI	89%	76%	未達成	・規定された19の指標に対する達成度合いを計測 ・目標値89%に対し、2017/2018年度は76%となっており目標未達成
	利害関係者エンゲージメント外部監査	遵守 (Compliant)	遵守 (Compliant)	目標達成	・外部機関が同社の利害関係者エンゲージメント戦略計画の実施状況について、未遵守(Non-Compliant)、遵守(Compliant)、超過達成(Exceeds)の3段階評価を実施□2014/2015年度を除き、毎年独立パネルが利害関係者エンゲージメント活動について評価。2017/2018年度は目標値を大きく下回っている。
	利害関係者エンゲージメント(Ofgemパネル評価)	5.4	3.25	未達成	
環境性					
	SF6漏洩量	340.15kg	326.8kg	目標達成	・実績値は326.8kgであり、前年度252.6kgから増加。目標値340.15kgを達成
	送電ロス	-	87,001tCO2	-	・実績値は87,001tCO2であり、前年度110,004tCO2から減少。個別目標は設定されていない
	ビジネスカーボンフットプリント	-	112,642tCO2	-	・実績値は112,642tCO2であり、前年度124,173tCO2から減少個別目標は設定されていない
	EDR	Leadership	n/a	-	・2018年10月時点においてスコア未発表
接続性・拡張性					
	適時接続	全接続要求に対応(60日以内)	49件	目標達成	2017/2018年度は49件の接続要求に対して、規定の日数内(60日以内)に対応
	ネットワーク新規接続	1.168MW (R10-T1期間)	332	計画通り	・2017/2018年度における発電施設の新規接続は332MW(前年度396MW)

2017/2018年度における金銭的インセンティブ発生状況

主要アウトプット		R10-T1 目標値	2017/18年度 実績値	最大報酬 百万円	最高罰則 百万円	2017/18年度 報酬/罰則 百万円	備考
ENS		120MWh未満	24.33MWh	1.19	-8.86	0.95	R10-T1全期間で目標達成
利害関係者満足度	KPI	89%	76%	2.95	-2.95	-0.07	改善計画が策定
	Assurance	遵守	遵守				
	サーベイ	7.4/10	8.0				
利害関係者エンゲージメント		5/10	3.25	1.48	該当せず	0.00	当該年度は点数が悪化。改善計画が策定中
適時接続		60日以内の接続オファー	49件を期限内に接続	N/A	-1.48	0.00	R10-T1全期間で目標達成
SF6漏洩量		340.15kg未満	326.8kg	0.05	漏洩量に依拠	0.01	当該年度は初めて目標値を達成
EDR		Leadership	TBC	4.00	N/A	TBC	2018年10月に確定

TOTEXの予測と実績の差異(2017/2018年度単年)

		事前許可枠 百万円	実績値 百万円	差分 百万円
CAPEX	負荷関連(SWW)	195.0	151.2	43.8
	負荷関連(その他)	229.6	191.2	38.4
	非負荷関連	77.2	51.1	26.1
OPEX	運営費	31.6	32.2	-0.6
	営業外費用	6.6	5.2	1.4
総支出(TOTEX)		540.0	430.9	109.1

T03社のパフォーマンス報告書～SPT社

2017/2018年度におけるアウトプット全体像

アウトプット	目標値	実績値	達成状況	概要
安全性				
請負業者の安全性 (TRIR)	-	0.68	未達成	・ 請負業者における事故発生件数は19件(3人が負傷)口 ・ TRIRは0.68に悪化(前年度0.5)
信頼性				
ENS	225MWh未満	3.0MWh	目標達成	・ ENS実績値は3MWh(前年度3.9MWh)であり、供給信頼度は99.999984% ・ ベンチマーク水準225MWh(RIIO-T1期間開始前の10年間の平均)を大幅に下回った
ネットワーク近代化	40.50%	59%	計画通り	・ 非常に良好な状態を維持している。(後述)
顧客満足度・利害関係者満足度				
利害関係者調査	7.4	8.3	目標達成	・ 利害関係者アンケートを他社に委託し満足度調査を実施 ・ 2年連続で満足度が大幅に増加。総合満足度は8.3(Ofgem基準点 7.4)
利害関係者KPI	69	78	目標達成	・ 利害関係者KPIは78(Ofgem基準点 69)。前年度77からわずかに改善
利害関係者エンゲージメント (Ofgemパネル評価)	Ofgemが評価	6.4	目標達成	・ 利害関係者エンゲージメントに関するOfgem panel scoreは6.4 ・ 評価対象10社中、最高値
環境性				
SF6漏洩量	782kg	460kg	目標達成	・ 実績値は460kgであり、昨年度388kgから増加したものの、目標値 782kgは達成
送電ロス	-	186,326 tCO2	-	・ 実績値は186,326tCO2であり、昨年度263,712tCO2から減少。個別目標は設定されていない
建物損失	487tCO2	455tCO2	目標達成	・ 実績値は455tCO2であり、昨年度487tCO2から減少。目標値 487tCO2は達成
EDR	50～69% (proactive)	82%	目標達成	・ 実績値は82%であり、前年度88%より減少。目標レベル(Proactive "50～69%")は達成
接続性・拡張性				
適時接続	100% (74暦日以内)	100%	目標達成	・ 2017/2018年度は60件の接続オファーに対して、1件を除き規定の日数内(74暦日以内)に対応した。
ネットワーク容量増強	1,073MVA (RIIO-T1期間)	860MVA	計画通り	・ 2017/2018年度には860MVA以上の容量増強が実施。 ・ RIIO-T1期間(8年間)における累積ネットワーク容量増強分は1,793MVAとなっており、RIIO-T1ベースライン予測値1,073MVAを既に720MVAを超過達成している
ネットワーク新規接続	2,503MW (RIIO-T1期間)	489MW	計画通り	・ 2017/2018年度における発電施設の新規接続は489MW ・ RIIO-T1期間(8年間)における新規接続量は累積1,361MWに達しており、RIIO-T1ベースライン予測値2,503MWの54%にまで達している。(RIIO-T1期間終了時には1,620MWに達する見込み)

2017/2018年度における金銭的インセンティブ発生状況

アウトプット項目	報酬額(千ポンド)
信頼性	2,786
利害関係者エンゲージメント	1,971
顧客満足度	327
SF6排出量	871

CAPEXの事前許可枠と実績の差異(2017/2018年度単年)

	事前許可枠 百万£	実績値 百万£	差分 百万£
負荷関連			
ベースライン - 拡張工事(BWW)	2.1	36.4	-34.3
ベースライン - その他負荷関連CAPEX	125.3	95.4	29.9
負荷関連計	127.5	131.9	-4.4
非負荷関連			
資産交換CAPEX	82.0	58.6	23.4
その他CAPEX	35.2	16.9	18.3
非運用的CAPEX	1.1	2.7	-1.6
非負荷関連計	118.3	78.2	40.1
CAPEX合計	245.8	210.1	35.7

TOTEXの予測と実績の差異(2017/2018年度単年)

	事前許可枠 百万£	実績値 百万£	差分 百万£
CAPEX	245.8	210.1	35.7
OPEX	26.6	28.7	-2.1
TOTEX	272.4	238.8	33.6

サービス品質に係るインセンティブ規制(フランス)

- RTEが、サービス品質に係るモニタリング調査や顧客満足度調査を実施・公表している背景には、これらに係るインセンティブ規制の存在がある。

TSOに対するサービス品質に係るインセンティブ規制

CREはTSO(RTE)に対して下記を要請している。

- 下記の2種類の指標を用いてサービス品質を監視し、それらの結果を年1回公表する。
 - ① 2年ごとに実施される顧客満足度調査
 - ② 下記5つのモニタリング指標の調査
 - ✓ 顧客のクレーム対応(期限内での対応率)
 - ✓ 電力品質に関する契約遵守
 - ✓ 計器のトラブルシューティングに要した時間
 - ✓ 市場アクセス性(調整メカニズムの利用可能率、調整メカニズムの傾向データの信頼性)
 - ✓ 接続容易性(期限内の送電及び技術的・経済的提案の送付)
- サービス品質のモニタリングに関する主要な課題を特定するために、少なくとも1年に1回、RTEのユーザー委員会(CURTE)内でサービス品質指標の結果を検討する。
- CURTEの枠組みの中で、特に調整命令の送信ツールの利用可能性とインバランス精算価格のモニタリングに関する新しいサービス品質指標の提案について協議する。

(出所) CRE「Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB」、平成29年度産業経済研究委託事業(電力送配電事業の経営効率化に向けた送配電料金水準の評価手法に関する調査)

仏TSO・DSOの事例

平均停電時間と停電頻度に関する目標(フランス)

- CREは、TSO(RTE)及びDSO(Enedisのみ)に対する安定供給に係るインセンティブとして、平均停電時間及び停電頻度に関するインセンティブ規制を導入している。

平均停電時間・停電頻度に関するインセンティブ規制

- 平均停電時間及び停電頻度に関する目標値を設定したうえで、目標値と実績値の差異に基づき、RTE・Enedisに対してプレミアムまたはペナルティを付与(財務リスクを考慮した上限／下限あり)。

平均停電時間・停電頻度の目標値及びインセンティブの設定方法

対象	項目	目標値				インセンティブの設定方法	備考
TSO (RTE社)	平均停電時間	2.8分				・実績値が目標値を1分下回る／上回る毎に1,700万ユーロのプレミアム／ペナルティを付与(1年間の利用者1人あたりの平均停電時間に基づき計算)。	・RTEの財務リスクを考慮し、インセンティブ(プレミアムまたはペナルティ)の上限／下限を年間±4500万ユーロに設定。
	停電頻度	0.46				・実績値が目標値を0.1ポイント下回る／上回る毎に1,090万ユーロのプレミアム／ペナルティを付与(1年間の利用者1人あたりの平均停電ポイントに基づき計算)。	
DSO (Enedis社のみ)	平均停電時間	BT向け	2017年	65分	・実績値が目標値を1分下回る／上回る毎に640万ユーロのプレミアム／ペナルティを付与。	・Enedisの財務リスクを考慮し、インセンティブ(プレミアムまたはペナルティ)の上限／下限を年間±8,300万ユーロに設定。	
			2018年	64分			
			2019年	63分			
			2020年	62分			
		HTA向け	2017年	45.7分	・実績値が目標値を1分下回る／上回る毎に590万ユーロのプレミアム／ペナルティを付与。		
			2018年	45.4分			
			2019年	45.1分			
			2020年	44.8分			
	停電頻度	BT向け	2017年	2.68回／年	・実績値が目標値を1回下回る／上回る毎に400万ユーロのプレミアム／ペナルティを付与。		
			2018年	2.52回／年			
			2019年	2.36回／年			
			2020年	2.20回／年			
		HTA向け	2017年	2.89回／年	・実績値が目標値を1回下回る／上回る毎に2,000万ユーロのプレミアム／ペナルティを付与。		
			2018年	2.70回／年			
			2019年	2.51回／年			
			2020年	2.32回／年			

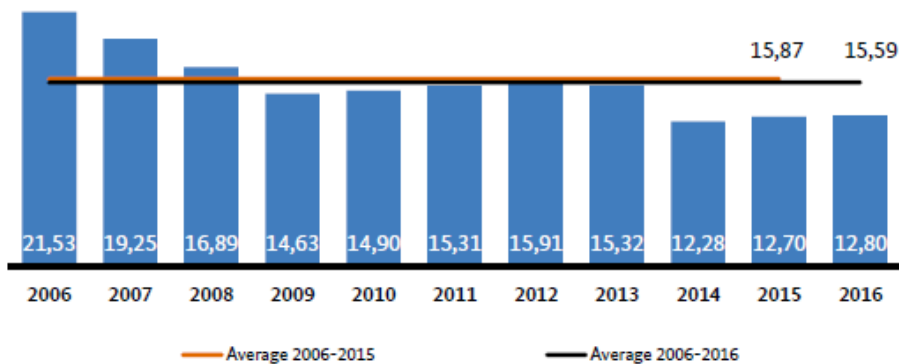
(出所) CRE「Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB」、CRE「Délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT」

ドイツ：レベニューキャップにおける品質要因に係るインセンティブ

- ドイツ・インセンティブ規制条例(ARegV)では、ネットワーク料金におけるレベニューキャップ方式を規定。事業者の収入上限の算出において、調整項目として品質要素の導入を規定(ARegV第18～21条)
 - ⇒インセンティブ規制の導入によって懸念される電力品質の低下を回避し、必要な投資を促すもの
 - ⇒事業者が、コストを節約するために、ネットワークに投資しない、または供給の質を維持または改善するための他の措置を実施しないという一般的なリスクに対処
- 具体的な評価項目としては、平均停電時間(SAIDI)が採用
 - ⇒送配電事業者は、3分を超える供給中断について、発生時刻・継続時間・範囲・原因に関する詳細と共に、将来の停電を避けるための方法についてBNetzAに報告(EnWG52条)
 - ⇒過去数年間にネットワークの品質が平均を上回っていた事業者(DSOのみ)は上限が加算

*ARegV第21条「Investment Behavior Report」は、BNetzAがより詳細データを取得する必要がある場合に限り実施。通常はEnWG第14条で提出が義務付けられている報告書よりデータを取得

Supply interruptions under section 52 Energy Industry Act (electricity)
(minutes)



EnWG第52条に基づく平均停電時間(分)

Supply interruptions under section 52 Energy Industry Act
by network level (electricity)
(minutes)

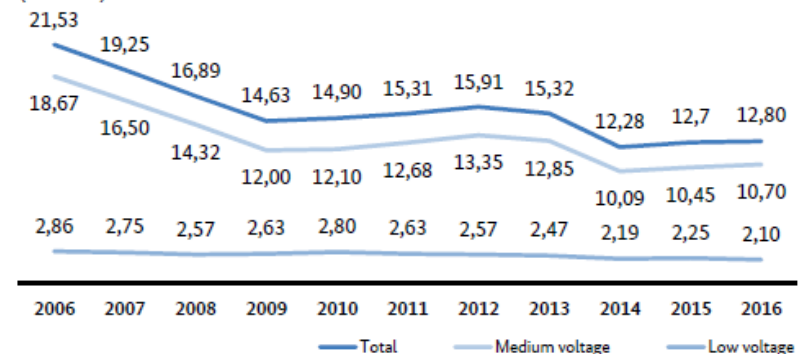


Figure 38: SAIDI at low-voltage and medium-voltage level: 2006-2016

EnWG第52条に基づく平均停電時間(低圧・高圧別)(分)